

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS DE BALSAS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VICTOR GABRIEL DOS REIS MIRANDA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

BALSAS

2023

VICTOR GABRIEL DOS REIS MIRANDA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Maranhão Campus Balsas como
requisito para obtenção de título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Eduardo Ribeiro Baptista

BALSAS

2023

*Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA*

Reis Miranda, Victor Gabriel.

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE
TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO / Victor Gabriel Reis
Miranda. - 2023.

71 f.

Orientador(a): João Eduardo Ribeiro Baptista.

Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica,
Universidade Federal do Maranhão, Balsas, 2023.

1. Desequilíbrio de tensão. 2. Geração distribuída
fotovoltaica. 3. Qualidade de energia. I. Ribeiro
Baptista, João Eduardo. II. Título.

VICTOR GABRIEL DOS REIS MIRANDA

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Monografia aprovada em 29 de dezembro de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. João Eduardo Ribeiro Baptista
(Orientador - UFMA)

Prof. Dr. Pedro Bezerra Leite Neto
(Examinador - UFMA)

Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho
(Examinador – UFMA)

AGRADECIMENTOS

Quero expressar minha sincera gratidão a todos que contribuíram para o sucesso desta jornada. Primeiramente, agradeço de coração à minha mãe, meu maior suporte e fonte incansável de amor e incentivo. Ao meu orientador, cuja compreensão, paciência e didática foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Aos meus irmãos, agradeço o constante incentivo e apoio, que foram verdadeiros impulsionadores ao longo deste percurso. A todos que de alguma forma estiveram ao meu lado, o meu mais profundo agradecimento.

RESUMO

Com o rápido avanço da participação das gerações distribuídas fotovoltaicas (GDFV) nos sistemas de distribuição de energia, surge a necessidade de avaliação dos impactos desta tecnologia sobre a qualidade da energia elétrica (QEE) nestas redes elétricas. Particularmente, sistemas de GDFV monofásicos têm potencial para degradar os indicadores de desequilíbrio de tensão dos sistemas de distribuição. Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia probabilística para estimar as consequências da conexão deste tipo de geração sobre estes indicadores para vários cenários de penetração percentual no sistema sujeitos a incertezas. Consideram-se incertezas de alocação das GDFV no sistema (posicionamento e potência nominal) e na avaliação de estado da rede elétrica, como as potências injetadas pelas GDFV e demandas pelas cargas em certo instante de tempo. A metodologia proposta utiliza uma combinação dos seguintes métodos probabilísticos: Simulação Monte Carlo, Método de Enumeração de Estados e técnicas de agrupamento de dados. Os índices de desequilíbrio de tensão para cada estado gerado são obtidos a partir da aplicação do método das componentes simétricas aos resultados de estudos de fluxo de potência trifásicos realizados com auxílio do *software OpenDSS*. Esta metodologia foi aplicada a um sistema teste de baixa tensão, tendo-se obtido resultados relevantes.

Palavras-chave: Qualidade de energia; Simulação de Monte Carlo; Agrupamento de dados; Desequilíbrio de tensão; Geração distribuída fotovoltaica.

ABSTRACT

This study addresses the rapid integration of photovoltaic distributed generations (PVDGs) into energy distribution systems and the corresponding need for evaluating impacts of this technology on power quality (PQ). Particularly, single-phase PVDGs have potential for degrading distribution systems' voltage imbalance indices. In such context, this work proposes a probabilistic methodology for estimating the consequences of such generators over those indices for several penetration scenarios subject to uncertainty. PVDGs' allocation uncertainties are considered (location and power rating), as are also the uncertainties related to power grid state determination, such injected and demanded power at given moment. The proposed methodology uses a combination of the following probabilistic methods: Monte Carlo Simulation, State Enumeration Method and data clustering techniques. The voltage imbalance indices for each generated state are assessed through the application of the symmetrical components method to data obtained through three-phase power flow studies performed with the OpenDSS software. Relevant results were obtained with the application of the proposed methodology to a low voltage benchmark system.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generators, Power Quality, Voltage Imbalance, Monte Carlo Simulation, Clustering Technique.

Lista de tabelas

Tabela 1-1 Agrupamentos de carga	37
Tabela 1-2 Agrupamentos de dados de irradiância.....	39
Tabela 2-1 Características gerais do sistema	54
Tabela 2-2 Sorteio Proporcional a carga - Intervalo de confiança	59
Tabela 3-1 Sorteio uniforme - Intervalo de confiança.....	60
Tabela 3-2 Incertezas relativas para o caso com probabilidades de posicionamento proporcionais à carga	62

Lista de Figuras

Figura 1-1 Sistemas de energia elétrica	13
Figura 1-2 Configurações de rede.....	14
Figura 2-1 – Elemento terminal.....	25
Figura 2-2 Elemento de transporte de energia.....	26
Figura 2-3 Elemento de conversão de energia.....	27
Figura 2-4 Modelo interno de elemento do tipo PC	28
Figura 3-1 Agrupamentos de carga.....	37
Figura 3-2 Cluster de Irradiância	39
Figura 3-3 divisão do intervalo [0,1] para sorteio de posição das GDFV	40
Figura 4-1 Método Geral de análise	44
Figura 4-2 Algoritmo proposto para determinar os índices por Pp.	46
Figura 4-3 Método proposto de enumeração de estados	50
Figura 5-1 Circuito Teste.....	52
Figura 5-2 Valor Esperado para o caso base.....	54
Figura 5-3 Valores de FD% para todos os Pp sorteio proporcional	56
Figura 5-4 Valores de FD% para todos os Pp e sorteio uniforme	58

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica	12
1.1.1 Rede de distribuição primária	13
1.1.1.1 Rede Radial	14
1.1.1.2 Rede spot	15
1.1.2 Rede de distribuição secundária	15
1.2 Qualidade de energia	16
1.3 Geração distribuída fotovoltaica	16
1.4 Revisão bibliográfica	16
1.5 Motivação	19
1.6 Objetivo	19
1.7 Metodologia	20
1.8 Estrutura do trabalho	20
2 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	22
2.4 Introdução	22
2.5 Causas de desequilíbrio de tensão em sistemas trifásicos	22
2.6 Problemas gerados por tensões desequilibradas	23
2.7 Indicadores quantitativos de desequilíbrio de tensão	23
3 FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS.....	25
3.4 Introdução	25
3.5 Modelos básicos do OpenDSS	25
3.5.1 Elemento de transmissão de energia.....	26
3.5.2 Elementos de conversão de energia.....	27
3.6 O fluxo de potência no OpenDSS	28
3.2. Modelagem da Fonte do Sistema.....	29

3.7	Modelagem de transformadores trifásicos.....	30
3.4	Modelagem de seções de alimentador	31
3.5	Modelagem de Carga.....	31
3.8	Modelagem de geração distribuída solar monofásica.....	34
4	MODELAGEM PROBABILÍSTICA DAS INCERTEZAS.....	36
4.4	Incertezas de estado	36
4.4.1	Modelagem probabilística da carga.....	36
4.4.2	Modelagem probabilística da potência de saída das GDFV.....	38
4.5	Incertezas de alocação	40
4.5.1	Modelagem da incerteza no posicionamento das GDFV	40
4.5.2	Modelagem da incerteza na potência nominal das GD	42
5	MÉTODO PROPOSTO DE ANÁLISE PROBABILÍSTICA DOS IMPACTOS DA GD FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	45
5.4	Simulação Monte Carlo para determinação dos índices por caso de percentual de penetração	46
5.2	Método de Enumeração de Estados para determinação dos índices para uma alocação específica de GDFV.....	50
6	RESULTADOS.....	53
6.1	Características do sistema teste e casos de estudo propostos	53
6.2	Análise dos casos de estudo.....	55
6.2.1	Caso Base.....	55
6.2.2	Casos com probabilidades de posicionamento proporcionais a carga.....	56
6.2.3	Casos com probabilidades de posicionamento uniformes	58
6.2.4	Comparação entre os tipos de sorteio de posição de GDFV.....	59
6.2.5	Convergência e tempo de execução.....	66
7	CONCLUSÃO.....	68
	REFERÊNCIAS.....	69

1. INTRODUÇÃO

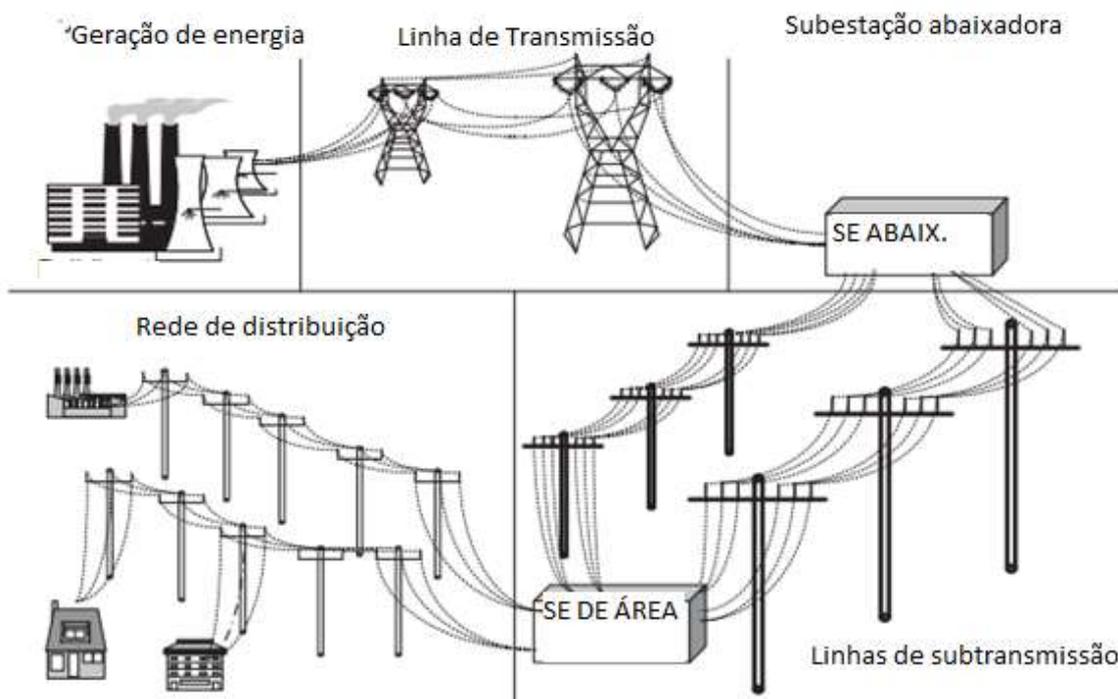
1.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica

O sistema de energia elétrica pode ser dividido em 3 subsistemas:

- Geração: A geração de energia está ligada ao processo de produção e conversão de diferentes formas de energia em eletricidade para suprir as demandas da sociedade;
- Transmissão: desempenha um papel crucial na entrega segura e confiável da eletricidade, conectando centros de geração a centros de consumo em larga escala;
- Distribuição: o sistema de distribuição de energia é o responsável pela conexão da maior parte dos consumidores, cuja demanda não é alta o suficiente para justificar os custos de uma conexão direta ao sistema de transmissão.

As instalações dos sistemas de distribuição se iniciam na subestação abaixadora de transmissão para subtransmissão assim como pode ser observado pela **Figura 1-1**, de onde partem as linhas de subtransmissão, que alimentam os circuitos de distribuição. Tensões típicas de subtransmissão incluem 34,5 kV, 69 kV, 115 kV e 138 kV (Short, 2014).

Figura 1-1 Sistemas de energia elétrica



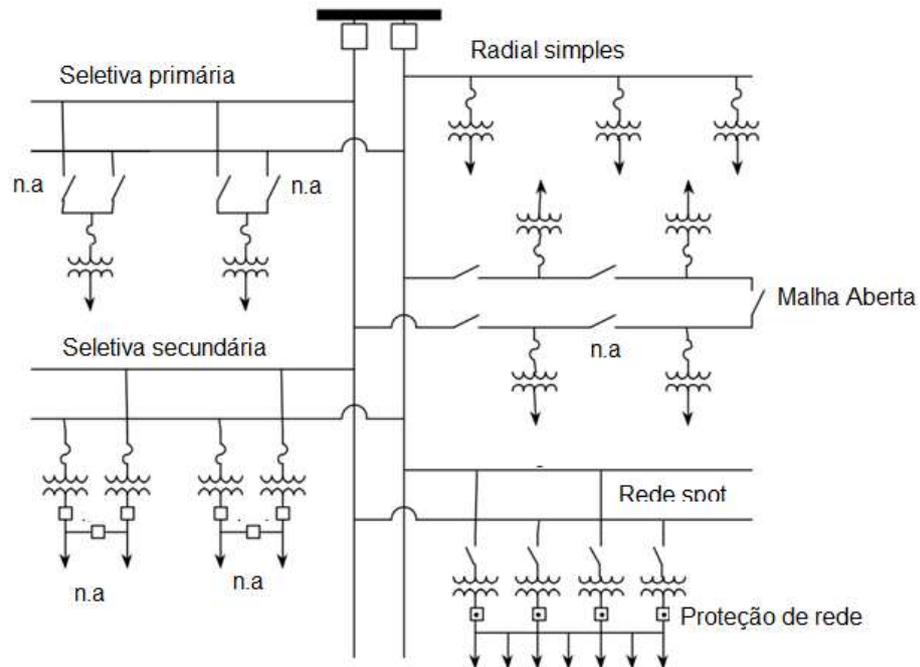
Fonte: Adaptado de Brown (2009)

As linhas de distribuição, também chamadas de alimentadores, podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo a distribuição por via aérea mais utilizada devido ao baixo custo e menor complexidade na instalação. Já a via subterrânea traz muitos benefícios associados a menor taxa de falhas (com conseqüente menor necessidade de manutenção) e menor poluição visual, características que a tornam mais utilizada em locais com alta densidade de carga (onde se justificam economicamente pela maior disponibilidade) ou com restrições arquitetônicas, como em regiões turísticas.

1.1.1 Rede de distribuição primária

A distribuição de energia também é dividida em rede primária e secundária. A rede primária de distribuição é composta pelos alimentadores em média tensão que abastecem os transformadores de distribuição. Possuem um ramo principal, chamado tronco, que advém da subestação abaixadora e distribui para ramais laterais monofásicos, bifásicos ou trifásicos, como também para os transformadores de distribuição de cada zona. Pode ser encontrada em diversas configurações como demonstra a Figura 1-2, dependendo do nível de confiabilidade exigido ao atendimento de suas cargas (Brown, 2009).

Figura 1-2 Configurações de rede



Fonte: Adaptado de Brown (2009)

1.1.1.1 Rede Radial

A topologia mais utilizada para operação de redes de distribuição primária de energia é a chamada radial, i.e, aquela em que há um único caminho energizado entre a subestação e os consumidores. As vantagens deste tipo de operação incluem: baixo custo de investimento e de operação, fácil controle das correntes de falta e dos níveis de tensão, simples controle do fluxo de potência, além de baixas correntes de falta (Short, 2014). No entanto, em uma rede deste tipo, a ocorrência de uma falta produz a interrupção de todos os consumidores à jusante da zona de proteção em que a falta ocorreu, resultando em uma baixa confiabilidade do fornecimento. Desta forma, uma rede estritamente radial (configuração denominada radial simples), tende a ser utilizada somente em locais de baixa densidade de carga, como zonas rurais, onde os custos de configurações mais robustas não se justificam (Brown, 2009).

Uma alternativa para melhorar a confiabilidade do fornecimento sem sacrifício aos benefícios operacionais conferidos por uma configuração radial pode ser obtida por meio das chamadas redes radiais com recurso. Nesta categoria, encontram-se as configurações que, embora não sejam estritamente radiais, possuem um conjunto de chaves normalmente abertas que as permitem serem operadas desta forma. Adicionalmente, estas chaves permitem

manobras de transferência de carga entre alimentadores paralelos, flexibilizando o processo de recomposição após uma falta e, conseqüentemente, melhorando a confiabilidade do sistema. Nesta categoria, encontram-se as configurações com primário seletivo, com secundário seletivo e em malha aberta.

A operação radial seletiva primária traz mais de uma fonte de alimentação conectando ao cliente através de uma chave normalmente fechada e outra aberta, nos terminais primários dos transformadores de distribuição, atuando em caso de falta do alimentador principal, trocando a fonte de alimentação dos clientes, e mantendo o fornecimento de energia da rede, aumentando a confiabilidade do serviço de distribuição de energia.

Já a rede seletiva secundária conecta os clientes a dois ou mais alimentadores através de chaves normalmente abertas nos terminais secundários, para que seja garantido a continuidade do serviço, entretanto em caso de falta, um único alimentador tem que garantir o fornecimento de todos os clientes conectados.

A configuração de rede em malha aberta entrega ainda mais confiabilidade do, servindo a clientes que possuem cargas que não podem passar por longas interrupções no fornecimento, como hospitais e grandes indústrias. Sua configuração lembra primeiramente uma rede radial, e inicialmente ela opera de maneira radial, entretanto possui como alternativa outros alimentadores conectados via chaves normalmente abertas que irão operar no momento da falta (Short, 2014).

1.1.1.2 Rede spot

Um tipo de operação de rede não utilizado com muita frequência no Brasil é a rede spot, caracterizada pelo paralelismo de conexão dos consumidores e alimentadores, aumentando assim a confiabilidade do sistema, é utilizada proteção entre a carga e os transformadores de distribuição a fim de evitar o fluxo reverso de potência.

1.1.2 Rede de distribuição secundária

A distribuição secundária é composta pela rede do lado secundário dos transformadores de distribuição, conectando-se diretamente aos consumidores de baixa tensão, sejam eles monofásicos (atendidos por fase e neutro), bifásicos (atendido por duas fases e neutro) ou trifásicos (atendido pelas três fases mais o neutro).

A rede secundária é usualmente encontrada em configuração radial simples, embora também possa ser encontrada em configuração malhada em locais com alta exigência de confiabilidade (configuração conhecida como rede reticulada) (Brown, 2009).

1.2 Qualidade de energia

O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelecido pela ANEEL, aborda especificamente a qualidade de energia elétrica (QEE). Este módulo estabelece critérios e procedimentos técnicos para o monitoramento e controle da qualidade de energia, assegurando que as distribuidoras atendam aos padrões regulatórios, promovendo um fornecimento confiável e adequado aos consumidores. A implementação destas diretrizes visa não apenas garantir a eficiência operacional das redes elétricas, mas também salvaguardar os interesses dos consumidores em relação à confiabilidade do serviço prestado.

Podemos separar a QEE em dois conceitos principais (Kagan *et al.*, 2009):

- A qualidade dos serviços prestados, que compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica.
- A qualidade do produto, onde se avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão. Os principais distúrbios relacionados à qualidade do produto definidos pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST são:
 - **Variações de tensão:** Podem ser causadas por faltas ou energização de grandes cargas que necessitam de alta corrente de partida ou conexões irregulares na fiação de energia.
 - **Variação de tensão de longa duração:** Desvios no valor de no valor da amplitude de tensão de referência e com durações maiores que 3 minutos. Podem ser classificadas como sobretensões ou subtensões;
 - **Variação de tensão de curta duração:** Desvio no valor de amplitude de tensão em relação ao valor de referência, por definição a sua duração é menor que 3 minutos. Podem ser classificadas com elevações e afundamentos de tensão;
 - **Variação de frequência:** Classificada como alteração no valor nominal da frequência de operação da rede (60 Hz) para além de sua faixa admissível (entre 59,9 Hz e 60,1 Hz). Podem ser classificadas como sobrefrequências e subfrequências;

- **Desequilíbrio de tensão/corrente:** Quando amplitude das tensões/correntes de um sistema trifásico diferem entre si, ou suas fases estão deslocadas de ângulos distintos de 120° , ou ambos. Geralmente possui como causa a presença de cargas desequilibradas nas redes de energia.
- **Distorção harmônica:** Distorção na forma de onda de tensão ou corrente, adicionando à frequência fundamental múltiplos inteiros que distorcem o seu sinal. É causada principalmente por cargas não lineares.
- **Surtos:** Grandes variações de corrente ou tensão em um curto espaço de tempo, geralmente causadas por descargas atmosféricas.

1.3 Geração distribuída fotovoltaica

O Brasil foi o 9º país no mundo que mais instalou energia solar no ano de 2020 segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) (Araujo, 2020), gerando mais de 200 mil empregos para a população e com mais de R\$ 18,2 bilhões de reais investidos desde 2021, como demonstra a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em (NERIS, 2021). O mercado de energia solar está em franca expansão, trazendo não somente benefícios econômicos ao país como também ambientais, por ser uma alternativa de tecnologia de geração de energia livre de emissão de gases poluentes ou que contribuam para o efeito estufa, presentes nos sistemas de geração baseada em combustíveis fósseis.

Porém, se por um lado o crescimento da fonte solar na matriz energética brasileira representa um avanço do ponto de vista econômico e ambiental, por outro lado também gera preocupações técnicas relativas à operação da rede elétrica, sobretudo nos sistemas de distribuição de energia (SD), onde usualmente os sistemas solares são mais instalados, na forma de geração distribuída solar fotovoltaica (GDFV).

1.4 Revisão bibliográfica

Um dos possíveis impactos da GDFV sobre a QEE de se refere aos níveis de desequilíbrio de tensão. Tal efeito é particularmente preocupante quando se leva em consideração que os sistemas de GDFV são usualmente monofásicos (ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020), o que faz com que, nos seus momentos de maior produção, reduzam sobremaneira o carregamento da fase em que se encontram em relação às demais, gerando considerável desequilíbrio nas correntes de linha do sistema, o que por consequência, produz também desequilíbrio de suas tensões.

Além disso, como explicam Alboaouh e Mohagheghi (2020), a presença de GDFV pode reverter os fluxos de potência convencionais para os quais os SD foram projetados (da subestação para os pontos de suprimento) afetando o devido funcionamento de equipamentos como reguladores de tensão, tapas de transformadores comutáveis sob carga e bancos de capacitores chaveados, cuja lógica de automação pressupõe fluxos de potência convencionais. Sendo assim, a falta de coordenação entre as GDFV e estes equipamentos pode gerar situações de atuações indevidas destes controles, podendo agravar problemas de tensão em regime permanente, tais como os seus níveis de desequilíbrio.

Dada a importância da questão, a avaliação dos impactos da GDFV na QEE, já é um tema amplamente estudado na literatura. Por exemplo, Kharrazi, Sreeram e Mishra (2020), realizaram uma profunda revisão bibliográfica de técnicas de avaliação dos impactos de GDFV na QE de SD de baixa tensão, incluindo estudos determinísticos e probabilísticos, indicando que estes últimos são preferíveis, dado que os métodos determinísticos podem superestimar ou subestimar o efeito de certas variáveis aleatórias (por exemplo, potência gerada e perfil de demanda) ao se basear somente em estudos pensados para o “pior caso”.

Além disso, um relatório técnico do *Electric Power Research Institute* (EPRI) recomenda que uma metodologia estocástica seja utilizada em estudos de determinação da capacidade de acomodação de GDFV em SD (Epri, 2011 apud Pukhrem, Basu e Conlon, 2018). Desta forma, o enfoque deste projeto de trabalho de conclusão de curso se dará no âmbito dos métodos probabilísticos.

A literatura técnica internacional já possui uma série de estudos que se voltam para a questão da determinação dos impactos de GDFV nos índices de desequilíbrio de tensão a partir de metodologias probabilísticas. Por exemplo, o estudo conduzido por Rodrigues, Hérnandes e Jurado (2014), realiza uma análise probabilística anual dos índices de desequilíbrio de tensão com amostragens em intervalos de 10 minutos para diferentes níveis de penetração de GDFV utilizando o método de estimativa por pontos, considerando as incertezas temporais no perfil de demanda e de potência gerada em cada instante de tempo, mas também considerando incerteza no posicionamento das plantas de geração em termos dos nós e das fases em que estão alocadas. É demonstrado no estudo, que níveis de penetração maiores do que 5 % já são suficientes para violar as metas de desequilíbrio de tensão quando se consideram GDFV com potências maiores do que 5 kWp.

O trabalho realizado por Silva, Rodrigues e Silva (2016) realizou um estudo probabilístico utilizando simulação Monte Carlo dos indicadores anuais de níveis de tensão em regime permanente (conformidade de tensão) e dos índices de desequilíbrio de tensão em uma rede de média tensão com 1595 nós localizada na região Nordeste do Brasil e contendo um regulador de tensão. O estudo observou uma deterioração dos índices de conformidade de tensão com a inserção da GDFV, embora tenha obtido uma melhoria dos índices de desequilíbrio de tensão da rede elétrica. No entanto, o estudo considerou somente sistemas de GDFV trifásicos, que injetam somente correntes equilibradas na rede elétrica.

O estudo em (Püvi e Lehtonen, 2018) utiliza a metodologia da simulação Monte Carlo para avaliar os impactos da inserção de GDFV nos índices de desequilíbrio de tensão de um

SDE de baixa tensão considerando a incerteza das suas localizações espaciais, mas considerando suas potências fixas nos seus valores nominais. Os resultados obtidos indicam que o aumento da inserção de GDFV no sistema tende de fato a aumentar os índices de desequilíbrio do sistema. O trabalho também propõe a utilização de um sistema de armazenamento de energia a bateria para mitigação deste desequilíbrio, obtendo resultados satisfatórios com esta estratégia desde que conectado na mesma fase da GDFV ou na fase com maior nível de tensão.

O trabalho realizado por Pukhrem, Basu e Conlon (2018) utilizou também a metodologia da simulação Monte Carlo para avaliar o risco de violação de índices de QEE associados à conformidade de tensão, níveis de desequilíbrio de tensão e variações de tensão de curta duração em um SDE de baixa tensão contendo GDFV monofásicas. São consideradas as incertezas temporais de perfil de demanda e de potência de saída das GDFV, bem como as incertezas espaciais associadas à posição destes sistemas na rede elétrica. Os índices são então avaliados para diferentes percentuais de penetração de GDFV no sistema. Em termos dos resultados obtidos especificamente para o desequilíbrio de tensão, observou-se que o incremento da GDFV, embora inicialmente piore índices para baixos índices de penetração, tende a melhorar os índices para níveis mais altos, devido ao efeito de cancelamento entre fases a medida em que se alocam mais sistemas na rede.

Observa-se que na maior parte dos estudos, sistemas de GDFV monofásicos são considerados e as simulações são realizadas em SDE de baixa tensão, dado que a maior parte destes sistemas são de fato monofásicos e instalados na rede secundária. Adicionalmente, observou-se uma preocupação de alguns trabalhos em representar tanto as incertezas associadas às potências de carga e geração do sistema, quanto as incertezas relacionadas à alocação das GDFV no sistema elétrico (nó e fase da instalação e potência nominal). Em muitos casos, há também o interesse em se avaliar os índices para diversos níveis de penetração diferentes de GDFV no sistema elétrico, de forma a obter um perfil dos índices na medida que essa tecnologia vai crescendo em participação nos SDE. Desta forma, pode-se inferir que tais aspectos são de importante consideração em uma metodologia probabilística de avaliação dos impactos de GDFV sob os índices de desequilíbrio de tensão de um SDE.

Finalmente, também é possível observar nos trabalhos revisados alguns aspectos ainda não devidamente considerados. Por exemplo, a incerteza quanto ao dimensionamento dos sistemas de GDFV não é rigorosamente considerada em nenhum dos estudos apresentados, nos quais este parâmetro é deterministicamente determinado ou sorteado a partir de uma lista de

valores arbitrários. Além disso, os trabalhos que consideraram a incerteza espacial quanto ao nó em que as GDFV são alocadas o fazem a partir de uma distribuição uniforme, quando na verdade se espera uma maior massa de probabilidade nos nós com maior carregamento. Isto se dá, tanto por serem estes os pontos em que se obtém maior benefício econômico pela instalação dos sistemas, como pela correlação entre demanda instalada e o poder econômico dos consumidores que possam vir a investir neste tipo de sistema. Sendo assim, observa-se uma contribuição ao tema ao se incluir a devida abordagem destes aspectos neste trabalho.

1.5 Motivação

A tendência atual de crescimento da participação de GDFV nos sistemas de distribuição, em contraposição a necessidade de garantir que os indicadores de QEE da rede elétrica mantenham-se mais próximos dos ideais quanto possível, faz com que se torne de vital importância determinar quais os reais efeitos deste crescimento nestes indicadores. Um dos aspectos da QEE que pode ser degradado neste contexto é o desequilíbrio de tensão, sobretudo na baixa tensão, onde comumente sistemas de GDFV monofásicos são utilizados. Sendo o estudo do desequilíbrio da tensão um importante aspecto da QEE em sistemas trifásicos, torna-se então importante conhecer o devido efeito do crescimento de penetração da tecnologia de GDFV nos indicadores associados a este fenômeno.

1.6 Objetivo

Esta monografia tem como objetivo geral investigar os impactos do incremento da penetração de sistemas de GDFV nos indicadores de desequilíbrio de tensão de um SD de baixa tensão, considerando as incertezas associadas ao problema, a partir de uma metodologia probabilística. Por se tratar de um trabalho de investigação inicial deste tema, restringe-se o objetivo da análise ao efeito de sistemas de GDFV monofásicos e em seu período de pico de produção, instante em que esperam os maiores impactos deste tipo de geração quanto ao fenômeno de QEE escolhido como objeto de estudo desta monografia.

Adicionalmente, este trabalho possui os seguintes objetivos específicos, fundamentados na consideração de modelos condizentes ao estado da arte, além de duas contribuições originais referentes ao tratamento de incertezas de alocação das GDFV:

- Considerar as incertezas associadas à demanda do sistema e à potência de saída das GDFV;

- Analisar o comportamento do sistema considerando as incertezas associadas a alocação das GDFV, a saber: posicionamento (nó e fase em que ocorre a instalação das GDFV) e dimensionamento (potência nominal das GDFV);
- Avaliar os índices de desequilíbrio de tensão para diferentes percentuais de penetração de GDFV no sistema para estudar o comportamento da variação dos índices em função do incremento deste tipo de geração;
- Considerar um modelo probabilístico para a incerteza da potência nominal das GDFV em função do nível de consumo (contribuição original);
- Modelar a incerteza no posicionamento de novas GDFV ao sistema considerando probabilidades proporcionais à demanda dos nós candidatos (contribuição original).

1.7 Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho será baseada em simulação computacional, mais precisamente será realizada a combinação das seguintes técnicas:

- Simulação Monte Carlo (SMC) para estimação probabilística dos índices em cada cenário de percentual de penetração de GDFV, frente às incertezas de alocação das GDFV;
- Método de Enumeração de Estados (MEE) para determinação dos índices, para uma determinada alocação específica de GDFV, frente às incertezas de demanda e geração;
- Fluxo de potência trifásico desequilibrado para obtenção do tensões nodais da rede elétrica sob condições de desequilíbrio.

1.8 Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto por 7 capítulos, e o restante do trabalho é estruturado da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 aborda o desequilíbrio de tensão, suas principais causas e consequências e o indicador quantitativo de acompanhamento do fenômeno escolhido para aplicação neste trabalho;
- O Capítulo 3 apresenta a utilização do *software OpenDSS* para solução de fluxos de potência trifásicos desequilibrados.
- O Capítulo 4 apresenta a modelagem probabilística das incertezas
- O Capítulo 5 demonstra o método proposto de análise probabilística dos impactos do nível de penetração de GDFV nos índices de desequilíbrio de tensão da rede;

- O Capítulo 6 traz as características do sistema estudado, os casos de estudo propostos e seus parâmetros, bem como as análises dos resultados obtidos;
- Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho.

2 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

2.4 Introdução

O conceito de desequilíbrio de tensão é definido como qualquer desvio dos fasores de tensão de um sistema trifásico em relação ao ideal, i.e., aquele em que todos possuem mesma magnitude e são defasados de 120° entre si. Tais desvios podem ser mais rigorosamente entendidos a partir da teoria de componentes simétricas, que permitem decompor um sistema de fasores trifásicos desequilibrados em termos de dois sistemas de fasores trifásicos equilibrados - sendo um na mesma sequência dos fasores originais (sequência positiva) e um na sequência oposta (sequência negativa) - mais um sistema de três fasores de mesma magnitude e fase (sequência zero) (Stevenson Jr.; Grainger, 1994).

De fato, tal condição ideal é impossível de se reproduzir em um sistema elétrico real, já que prevê completo balanceamento de cargas, além de perfeita simetria dos circuitos, mas é relativamente bem aproximada em sistemas compostos de geração e transmissão. Sistemas de distribuição, no entanto, tendem a possuir níveis de desequilíbrio que não podem ser ignorados, devido a suas características intrinsecamente desequilibradas.

2.5 Causas de desequilíbrio de tensão em sistemas trifásicos

As origens do fenômeno de desequilíbrio de tensão podem ser divididas em dois tipos: funcionais e estruturais (Raposo, 2013). As causas estruturais estão relacionadas à desequilíbrios intrínsecos aos dispositivos elétricos inseridos nos sistemas, como por exemplo, as diferenças de parâmetros por fase em linhas de distribuição. Já as causas funcionais estão ligadas ao desbalanceamento de carga entre as fases do sistema, seja por má distribuição, ou por diferenças no comportamento da demanda horária em cada fase. Outros exemplos de causas funcionais incluem anomalias como faltas monofásica e bifásicas e aberturas monopolares e bipolares de condutores (Raposo, 2013). Por exemplo, uma abertura de um fusível em uma única fase de um banco de capacitores trifásico torna-o uma carga desequilibrada para o sistema, mesmo que este seja originalmente equilibrado (Paulilo, 2013).

Observa-se que as causas funcionais do problema do desequilíbrio de tensão estão sujeitas a incertezas para o planejador/operador da rede elétrica. Mesmo descartando-se as causas associadas a eventos anômalos, a própria incerteza na demanda por fase durante a operação saudável do sistema, torna qualquer tentativa de balanceamento de cargas muito difícil. Sendo assim, durante muito tempo, o problema do desequilíbrio de tensão foi tratado pelos engenheiros de sistemas de potência simplesmente como um fenômeno a ser convivido

dentre de uma tolerância aceitável, dando-se atenção somente aos pontos do sistema com quedas de tensão mais problemáticas (Paulilo, 2013).

2.6 Problemas gerados por tensões desequilibradas

O desequilíbrio de tensão influi negativamente em vários tipos de equipamentos, podendo ter consequências graves para alguns. Por exemplo, em motores de indução trifásicos, mesmo desequilíbrio pequenos da ordem de 3,5 %, podem gerar um aumento de 2 % em suas perdas (Rezende; Samesima, s.d.). Outros danos causados a este tipo de carga incluem (Rezende; Samesima, s.d.):

- Redução de rendimento;
- Sobreaquecimento e consequente redução de vida útil;
- Surgimento torque eletromagnético com sentido de frenagem do motor;
- Alteração no tempo de partida.

Máquinas síncronas, por sua vez, também estão sujeitas a efeitos nocivos com origem no desequilíbrio de tensão. Estas sofrem com um aumento significativo das perdas do rotor, devido a correntes e tensões de 2º ordem harmônica induzidas nos enrolamentos de campo, de amortecimento e na superfície do ferro do rotor, causadas pela ação da corrente da sequência negativa (Rezende; Samesima, s.d.).

Já os retificadores trifásicos, que quando submetidos a tensões equilibradas não produzem harmônicos de terceira ordem e seus múltiplos, passam a produzi-los quando submetidos a tensões desequilibradas, uma consequência bastante perigosa para a rede elétrica (Rezende; Samesima, s.d.).

2.7 Indicadores quantitativos de desequilíbrio de tensão

De acordo com (Singh *et al.*, 2007), há na literatura cinco possíveis métodos de quantificação do grau de desequilíbrio de um sistema elétrico: NEMA, IEEE definição 1, IEEE definição 2, método das componentes simétricas e CIGRÉ. Os três primeiros quantificam o desequilíbrio de maneira menos rigorosa que o método de componentes simétricas, mas permitem avaliar o desequilíbrio somente a partir de medições de magnitude de tensão de fase, algo vantajoso, já que medição dos ângulos da tensão só é possível a partir das modernas (e caras) unidades de medição fasorial. O método das componentes simétricas, por sua vez, produz a descrição mais precisa do fenômeno do desequilíbrio, embora possua a dificuldade de ser medido, já que necessita do conhecimento tanto de magnitude quanto das fases das tensões.

Para superar esta dificuldade, desenvolveu-se o método do CIGRÉ, que a partir de uma série de manipulações matemáticas, permite reescrever o índice do método das componentes simétricas apenas a partir das medições de magnitude das tensões de linha.

A metodologia presente neste trabalho se delimita somente ao indicador fornecido pelo método das componentes simétricas, o que se justifica por dois motivos. Primeiramente, por se tratar de um trabalho de simulação computacional, a obtenção explícita das componentes simétricas não está sujeita às restrições práticas impostas aos métodos baseados em medição. Em segundo lugar, a regulação técnica brasileira - encontrada no módulo 8 do PRODIST – utiliza este método como referência para definição e métrica de acompanhamento e definição de limite para o fenômeno (ainda que aceite o método CIGRÉ como forma de estimação deste índice via medição). Matematicamente, o método é descrito pelo índice fator de desequilíbrio de tensão (percentual) ($FD_{\%}$), expresso pela fórmula:

$$FD_{\%} = \frac{V_{-}}{V_{+}} \times 100 \% \quad (1.1)$$

Em que V_{-} e V_{+} são as magnitudes, respectivamente, das componentes de sequência negativa e positiva das tensões em um barramento trifásico do sistema. Deve-se observar que o $FD_{\%}$ é um índice nodal, i.e., associado individualmente a cada barra trifásica do sistema.

Em relação ao estabelecimento de um limite para o acompanhamento do $FD_{\%}$, preconiza o PRODIST, que para um conjunto de 1008 medições, com taxa de amostragem de 10 minutos, 95 % das amostras obtidas estejam abaixo do limite de 3 % para SD com tensão nominal abaixo de 1 kV e abaixo de 2 % para SD entre 1 kV e 230 kV. No entanto a avaliação dos indicadores de desequilíbrio de tensão neste trabalho não será realizado no formato cronológico como indica o PRODIST através de um conjunto de medições, será realizado portanto medições dos índices em uma janela específica de tempo, adquirindo os valores instantâneos do índice neste momento, especificamente no intervalo entre 11 e 13 horas. Por este motivo, as análises realizadas comparam diretamente as estimativas realizadas do valor esperado dos índices com o limite regulamentar estabelecido, e não o percentil 95 % de um conjunto de amostras, como mais tecnicamente preconiza o PRODIST.

3 FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

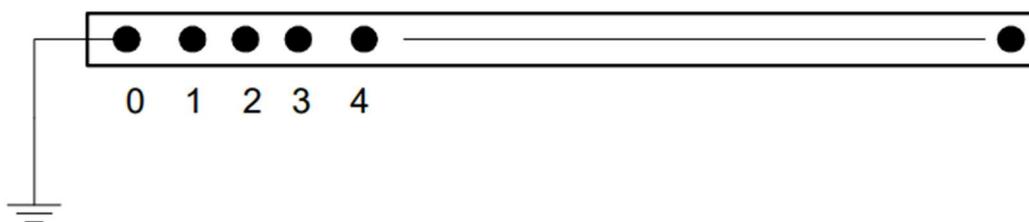
3.4 Introdução

O *OpenDSS* é um motor de simulação de sistemas de elétricos de potência que possui recursos especiais para criar modelos de sistemas de distribuição de energia elétrica e realizar diversos tipos de análises relacionadas ao planejamento de SD e à QEE. Ele não realiza simulações de transitórios eletromagnéticos (domínio do tempo), sendo suas análises elétricas realizadas no domínio de frequência (ou seja, estado estacionário senoidal, mas não limitado a 60 Hz) (Dugan; Montenegro, 2021).

3.5 Modelos básicos do OpenDSS

Os modelos mais básicos de elementos apresentado no *OpenDSS* são classificados nas categorias *Power Conversion* (PC) e *Power Delivery* (PD). A interconexão entre esses elementos é realizada por intermédio de barras e nós. Uma barra no *OpenDSS* é definida como o elemento que contém os nós, que por sua vez, possuem função principal de interligar os elementos através de seus terminais. (Dugan; Montenegro, 2021)

Figura 2-1 – Elemento terminal



Fonte: Dugan; Montenegro (2021)

No *OpenDSS*, cada elemento elétrico no sistema de energia possui um ou mais terminais. Cada terminal possui um ou mais condutores. Os condutores são numerados [1, 2, 3, ...]. Cada condutor conceitualmente contém um interruptor de desconexão que pode ser controlado por um elemento de controle. Fusíveis, relés e religadores são modelados como elementos de controle que monitoram as correntes dos terminais e abrem ou fecham

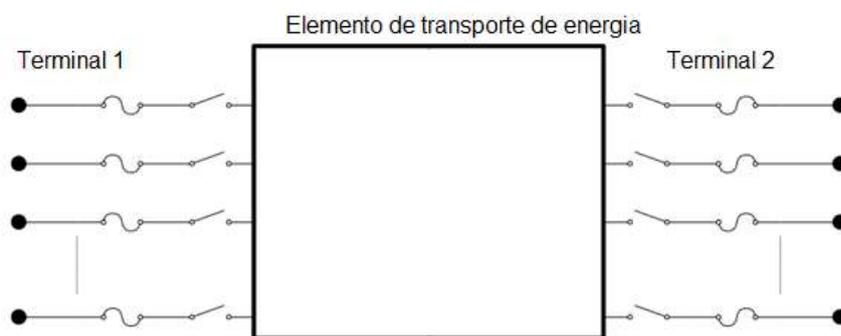
interruptores. Portanto, não é necessário inserir explicitamente um elemento de interruptor, o que aumentaria o tamanho do problema. (Dugan; Montenegro, 2021)

Se o terminal estiver conectado a um dispositivo de N fases, os primeiros N condutores são assumidos como correspondentes às fases, em ordem. Os condutores restantes podem ser virtualmente qualquer outro condutor, mas frequentemente são neutros ou outros condutores não elétricos. O nó 0 de cada barramento está implicitamente conectado à referência de tensão (ou seja, a tensão do nó é sempre nula e nunca é incluída explicitamente na matriz admitância) (Dugan; Montenegro, 2021).

3.5.1 Elemento de transmissão de energia

Os elementos do tipo PD geralmente consistem em dois ou mais terminais como mostra Figura 2-2. Sua função básica é transportar energia de um ponto a outro. Nos sistemas de energia, os elementos de entrega de energia mais comuns são linhas e transformadores. No entanto, capacitores e reatores podem ser uma exceção a esta regra, quando conectados em série em vez de conectados em paralelo. Os elementos de entrega de energia são elementos elétricos lineares padrões, geralmente definidos completamente no estado estacionário por suas impedâncias. Assim, podem ser totalmente representados por sua matriz de admitância primitiva (Y_{prim}) (Dugan; Montenegro, 2021).

Figura 2-2 Elemento de transporte de energia

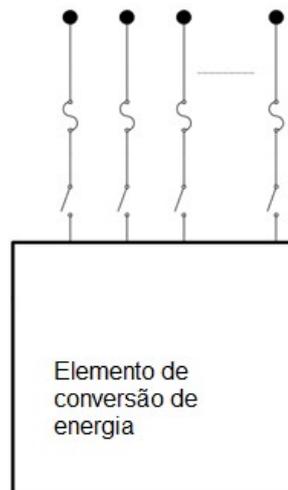


Fonte: Adaptado de Manual OpenDSS (2021)

3.5.2 Elementos de conversão de energia

O elemento de conversão de energia PC no programa *OpenDSS* é caracterizado por possuir apenas um terminal polifásico como descreve a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Elementos de conversão de energia tem a capacidade de transformar energia elétrica em outro tipo de energia, o inverso também é verdade, um exemplo disso são os geradores. (Dugan; Montenegro, 2021)

Figura 2-3 Elemento de conversão de energia



Fonte: Adaptada de Manual OpenDSS (2021)

Alguns elementos do tipo PC podem armazenar temporariamente energia e depois devolvê-la, como por exemplo banco de baterias. Internamente a depender do tipo utilizado pode ser simulado como uma simples impedância ou um conjunto complexo de equações de injeção de corrente (5) (Dugan; Montenegro, 2021):

$$I_{term}(t) = \mathbf{F} (V_{term}, [STATE], t) \quad (3.1)$$

Sendo:

I_{term} valor da corrente a ser injetada em função do tempo;

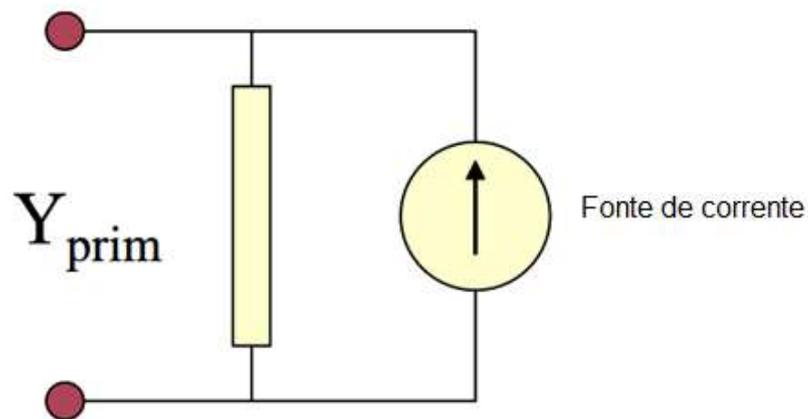
\mathbf{F} função interna do OpenDSS que dependerá do dispositivo utilizado;

V_{term} valores de tensão associados ao dispositivo;

[*STATE*] variáveis de estado do dispositivo escolhido;
t tempo;

Dentro do *OpenDSS*, a implementação típica de um elemento de PC é mostrada na Figura 2-4. Elementos não lineares, em particular os elementos de Carga (*Load*) e Geração (*Generator*), são tratados como equivalentes de Norton com uma Y_{prim} , matriz de admitância, constante e uma corrente de "compensação" ou fonte de corrente que atenua a parte não linear (Dugan; Montenegro, 2021).

Figura 2-4 Modelo interno de elemento do tipo PC



Fonte Adaptado de Dugan; Montenegro (2021)

Este modelo converge bem para a grande maioria das condições tipicamente encontradas em SD (Dugan; Montenegro, 2021). A matriz Y_{prim} geralmente é mantida constante para eficiência computacional, embora o *OpenDSS* não exija isso. Isso limita o número de vezes que a matriz Y do sistema precisa ser reconstruída, o que contribui significativamente para a eficiência computacional em execuções longas, como simulações de carregamento anual.

3.6 O fluxo de potência no *OpenDSS*

A técnica de solução de circuito normal no programa *OpenDSS* pode ser classificada como um método iterativo de ponto fixo simples, sendo sua iteração de ponto fixo definida por (EPRI, s.d.):

$$V_{n+1} = [Y_{system}]^{-1} * I_{PC}(V_n) \quad n = 0, 1, 2 \dots \text{até convergir} \quad (3.2)$$

Em que:

V_n é a estimativa para o vetor de tensões nodais do sistema na iteração n ;

V_{n+1} é a atualização realizada no vetor de tensões do sistema na iteração n ;

Y_{system} é a matriz de admitâncias do sistema;

I_{PC} é o vetor de correntes injetadas pelos elementos PC;

Em resumo, após a construção de Y_{system} , o processo começa com uma estimativa do vetor de tensão do sistema, V_n onde n é igual a zero, e calcula as correntes de compensação de cada elemento de conversão de energia (PC) para preencher o vetor I_{PC} (EPRI, s.d.).

Utilizando um solucionador de matriz esparsa, é calculada a nova estimativa de V_{n+1} conforme a fórmula de iteração já mostrada. Esse processo é repetido até que um critério de convergência seja atingido.

A matriz Y_{system} não é recalculada a menos que haja uma mudança significativa na configuração do sistema. Isso é facilmente alcançado realizando uma solução direta da matriz de admitância nodal com I_{PC} igual a zero para cargas e geradores. Isso permite a inicialização até mesmo para as configurações de circuito e transformador mais incomuns.

A formulação da solução do circuito é essencialmente a mesma, independentemente de o programa estar realizando uma solução de fluxo de potência, curto-circuito, harmônicos, tensão residual ou dinâmica. Essa técnica funciona para qualquer número de fases e não é muito sensível à configuração do circuito (EPRI, s.d.).

3.2. Modelagem da Fonte do Sistema

A fonte de alimentação de um sistema de distribuição no *OpenDSS* é modelada como o objeto *Vsource*, que só é descrito uma vez por sistema a ser solucionado. Definido como um equivalente de Thévenin (curto-circuito) de dois terminais e várias fases. Os dados de parâmetro mais comuns especificados ao criar a subestação são: tensão de linha, ângulo, valor p.u de tensão, corrente de curto mono e trifásicos, fases etc. (Dugan; Montenegro, 2021)

Também é necessário especificar o tipo de modelo utilizado para a subestação, que pode ser um modelo Thévenin ou uma fonte de tensão quase ideal. Se for selecionado o modo "Thevenin", o objeto *Vsource* utilizará as impedâncias definidas para todos os cálculos. Se for selecionado o modo "Ideal", o software utilizará uma pequena impedância na diagonal da matriz de impedância apenas para o fluxo de potência da frequência fundamental da base. Em seguida, ele alterna para o modelo real de Thévenin para outras frequências. No presente trabalho foi

selecionado o modelo de *Vsource Ideal* com o objetivo de garantir que a fonte do sistema entregue em seus terminais a tensão de 1 p.u, assim como uma barra infinita. (Dugan; Montenegro, 2021)

3.7 Modelagem de transformadores trifásicos

O transformador é implementado como um elemento de entrega de energia de vários terminais (dois ou mais). Ele consiste em dois ou mais enrolamentos conectados, sendo a conexão padrão em estrela-delta (Dugan; Montenegro, 2021). Os transformadores podem ter uma ou mais fases. O número de condutores por terminal é sempre um a mais do que o número de fases. Em enrolamentos conectados em estrela ou estrela com ponto neutro, o condutor extra representa o ponto neutro. Já em enrolamentos conectados em delta, o terminal extra permanece aberto internamente (normalmente, é mantido conectado ao nó de referência) (Dugan; Montenegro, 2021).

Embora alguns métodos de modelagem de transformadores presentes na literatura utilizem o sistema por unidade, o modelo utilizado pelo *OpenDSS* faz uso dos valores reais das grandezas elétricas. O objetivo do método descrito é desenvolver uma "matriz de admitância nodal primitiva", Y_{prim} , que descreve o transformador. Uma vez que o modelo de impedância do transformador esteja nessa forma, ele pode ser facilmente incorporado à maioria dos algoritmos de solução de sistema (Dugan, 2013b). Matematicamente, a matriz Y_{prim} pode ser obtida a partir de (3.3).

$$Y_{prim} = \{A[N(B Z_B^{-1} B^T)N^T]A^T\} \quad (3.3)$$

Em que:

Y_{prim} é a matriz de admitância nodal primitiva;

A é uma matriz de incidência que relaciona as correntes dos enrolamentos com as correntes reais nos terminais do transformador simulado;

N matriz de incidência, cujos valores são o inverso do número de espiras dos enrolamentos, relaciona as correntes encontradas na matriz $B Z_B^{-1} B^T$ com as correntes reais nos enrolamentos;

B é a matriz de incidência que relaciona as correntes de curto-circuito no primeiro enrolamento, assumido em curto, com as correntes das admitância nodais;

Z_B é matriz de impedâncias primitiva do transformador;

O modelo em (3.3) permite a representação de qualquer configuração possível de transformador, desde que sejam dadas das impedâncias de curto-circuito e relações de transformação entre enrolamentos (Dugan, 2013b). Ao final do processo de construção da matriz de admitância, os parâmetros necessários ao *OpenDSS* para a simulação do fluxo de potência contendo um transformador são, na nomenclatura utilizada pelo *software*:

- *Phases* - quantidade de fases;
- *%LoadLoss* - resistência no primário ou secundário, em percentual;
- *Xhl* - reatância no primário ou secundário, em percentual;
- *Windings* - quantidade de enrolamentos
- *kV* - tensão base do sistema em cada enrolamento;
- *Wdg* - valor associada a qual enrolamento se está editando;
- *kva* - potência entregue pelo transformador;
- *conn* - tipo de conexão em cada enrolamento;
- *bus* - barra na qual o enrolamento está ligado;

3.4. Modelagem de seções de alimentador

O elemento *Line* no *OpenDSS* é utilizado para modelar as linhas ou seções de alimentadores. É interpretado internamente como um modelo "Pi" com capacitância *shunt*. É categorizado no software como PD (*power delivery element*) e é caracterizado basicamente pelas medidas de impedância e comprimento e frequência base (Dugan; Montenegro, 2021).

Seus valores de impedância podem ser descritos como componentes simétricas ou através de uma matriz de impedâncias (opção escolhida neste trabalho, já que permite representar linhas desequilibradas). Além disso, poderá também ser utilizado a função *LineCode*, que copia todos os parâmetros anteriormente especificados no código. Uma alternativa ao descrever os parâmetros de uma linha no *OpenDSS* é especificar sua geometria, assim o próprio programa calculará a sua matriz de impedância internamente a cada mudança de valor de frequência, caso aconteça.

3.5. Modelagem de Carga

O objeto carga no *OpenDSS* é designado com um elemento do tipo PC, e como tal, é internamente modelado por um equivalente de Norton multi-terminal, sendo a sua matriz de

admitância primitiva Y_{prim} utilizada unicamente para a modelagem da impedância entre neutro e terra em cargas em estrela aterradas por impedância, enquanto cargas conectadas com conexão fase-neutro e fase-fase são representadas por fontes de corrente, atualizadas iteração a iteração, de com o modelo matemático escolhido pelo usuário para a representação da carga. Como padrão, o programa assume que todas as cargas trifásicas são equilibradas, devendo-se representar cargas desequilibradas fase a fase a partir de cargas monofásicas

Os parâmetros mais importantes para a descrição de cargas no *OpenDSS* são:

- conn - como a carga está conectada a barra
- bus - qual barra é feita a conexão
- kv - qual a tensão de conexão
- vmaxpu - valor máximo em p.u que a tensão pode alcançar sem alteração do modelo de carga
- vminpu - valor mínimo em p.u que a tensão pode alcançar sem alteração do modelo de carga
- kw - potência ativa
- kvar - potência reativa
- kva - potência aparente
- pf - fator de potência

No que diz respeito a modelagem matemática da carga, o *OpenDSS* oferece as seguintes opções:

1. Modelo de potência constante: modelo mais comum utilizado, tem as potências ativas e reativas constantes. Este modelo pode apresentar dificuldade de convergência quando a tensão não fica dentro do alcance seguro do sistema;
2. Modelo de impedância constante: as potências variam com o quadrado da magnitude da tensão. Este modelo permite garantir a convergência para qualquer situação de carga.
3. Potência ativa constante, reativo quadrático: Modelo similar a funcionalidade de um motor, onde a potência ativa se mantém constante e o reativo varia com o quadrado da tensão;
4. Modelo exponencial de carga: Potência ativa reativa variam com a tensão a partir de fórmula exponencial cujos parâmetros podem ser definidos pelo usuário;

5. Modelo de corrente constante: Potência ativa e reativa variam linearmente com a magnitude da tensão. Já a magnitude da corrente se mantém constante, variando apenas sua fase;
6. Modelo de potência ativa constante e reativo fixado: Os modelos com parâmetros fixados não variam com o tempo, tensão ou qualquer tipo de multiplicador aplicado à carga;
7. Potência ativa constante e reativa quadrática: Se mantém constante a potência ativa, porém a reativa varia com o quadrado da tensão. Embora aparentemente parecido com o modelo 3, a reatância que modela a parte reativa da carga no modelo 7 não se modifica com multiplicadores de carga ou com a curva de carga, o que já ocorre para o modelo 3 (Dugan; Montenegro, 2021);
8. Modelo ZIP: Às potências variam com a tensão a partir de uma combinação linear de modelos de impedância, corrente e potência constantes. Exige-se que a soma dos pesos aplicados a cada uma destas parcelas de carga seja unitária.

Neste trabalho, utilizou-se o modelo de potência constante para a modelagem de todas as cargas no sistema estudado, já que este é o modelo apresentado na documentação do sistema teste utilizado nos estudos conduzidos nesta monografia (Cigré, 2013). Por simplicidade, todas as variações de carga foram consideradas uniformes ao longo de todo sistema, i.e., as cargas de todos nós acompanharam o patamar de carregamento global do sistema. Desta forma, a potência das cargas em todos os pontos, para um nível de carregamento especificado (em relação à potência nominal), pode ser alterada com o uso de um multiplicador global dado pelo parâmetro ‘LoadMult’, nativo do *OpenDSS*. Este multiplicador é aplicado igualmente às partes ativa e reativa das cargas, preservando o fator de potência.

Por fim, os parâmetros de tensão máxima e mínima das cargas foram alterados para valores irrealistas para que nunca fossem alcançados como, visando manter a modelagem das cargas como potência constante, tal como desejado. Isto foi feito pois o processo iterativo de fluxo de potência utilizado pelo *OpenDSS* troca o modelo de carga de uma barra cuja tensão esteja fora da faixa definida por esses parâmetros para o modelo de impedância constante, visando facilitar a sua convergência.

3.8 Modelagem de geração distribuída solar monofásica

Neste trabalho, a modelagem dos sistemas de GDFV foi realizado a partir do modelo de gerador convencional disponível no *OpenDSS*, controlando-se o estado de suas potências de saída externamente a partir do *software* MATLAB®. O motivo desta escolha, em detrimento da utilização do modelo “*PVsystem*” nativo do *OpenDSS*, é que tal modelo é voltado para estudos cronológicos, enquanto neste trabalho, a avaliação dos estados de irradiância realizado de maneira não sequencial. O dispositivo gerador no *OpenDSS* é um elemento PC, muito semelhante ao dispositivo de carga, podendo inclusive ser compreendido como uma espécie de “carga negativa.” De maneira análoga ao que ocorre para carga, estes elementos também podem ser modificados conjuntamente a partir de um multiplicador global denominado “*GenMult*”. Como a potência de saída das GDFV é conhecida para a irradiância padrão de 1000 W/m², a potência de saída destes sistemas para algum valor outro de irradiância pode ser obtido por uma regra de três simples. Para isto, realizam-se os cálculos em (3.4) e (3.5), em que G^{esp} é a irradiância de um estado especificado, G_{nom} é a irradiância nominal de 1000 W/m², $P_k^{FV,esp}$ é a potência de saída para o estado especificado da k -ésima GDFV, cujo valor em condições nominais é $P_k^{FV,std}$. É importante notar que o uso de um multiplicador único corresponde a uma hipótese de modelagem implícita de que todas as GDFV estão sujeitas a mesma irradiância, o que razoável para SD, devido sua pequena cobertura geográfica, especialmente na baixa tensão.

$$GenMult = G^{esp} / G_{nom} \quad (3.4)$$

$$P_k^{FV,esp} = P_k^{FV,std} \times GenMult \quad (3.5)$$

Por padrão, o elemento do tipo gerador é também modelado como um equivalente de Norton. Portanto, sua matriz primitiva Y é semelhante a um objeto de carga, com uma admitância nominal equivalente à voltagem nominal incluída na matriz primitiva Y e a corrente de injeção representando a quantidade necessária para compensar o equivalente de Norton e obter a corrente desejada no terminal. No entanto, se o modelo do gerador for alterado para admitância a partir do fluxo de potência, a corrente do terminal do gerador é calculada simplesmente a partir da admitância equivalente incluída na matriz Y do sistema. Os principais parâmetros utilizados para descrição de elementos tipo gerador são: são fator de potência, potência ativa, tensão de linha, modo de conexão, barra conectada e quantidade de fases. Além disso, assim como para elementos tipo carga, o modelo matemático do gerador também deve ser informado dentre as seguintes opções:

1. Potência ativa e reativa constantes;

2. Impedância constante, solução aproximada;
3. Potência ativa constante, variando a tensão em magnitude e fase;
4. Potência ativa constante, reativa fixa;
5. Potência ativa constante, reatância fixa, onde a potência reativa só é computada se houver reatância;
6. Modelo escrito pelo usuário;
7. Potência ativa e reativa constantes, corrente limitada pelo valor mínimo em p.u da tensão, semelhante a um inversor;

Dentre as opções, o modelo escolhido neste trabalho foi o de potência constante, pois, para estudos de fluxo de potência, este modelo permite representar suficientemente bem o comportamento de GDFV operando sob os controles de rastreamento de ponto de máxima potência e de fator de potência unitário, típicos de sistemas *On Grid* (Moura *et al.*, 2015) (tecnicamente o modelo 7 é o que melhor representa o comportamento de uma GDFV, mas as condições em que este se torna relevante são típicas de estudos de curto-circuito e não de fluxo de carga) (Moura *et al.*, 2015).

4 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DAS INCERTEZAS

Dois tipos de incerteza foram considerados neste trabalho. O primeiro diz respeito às variáveis aleatórias que afetam a determinação do estado da rede elétrica quando já lhe são conhecidos todos os detalhes de sua configuração física (incluindo os dados das GDFV nele alocadas). Neste trabalho, dá-se o nome de “incerteza de estado” a esta categoria, cujos representantes modelados neste trabalho são as incertezas das potências de demanda e das GDFV. O segundo tipo é referente aos parâmetros das GDFV que virão a ser alocadas no sistema de maneira imprevisível, como o posicionamento (barra e fase de conexão à rede) e as potências nominais dos sistemas. Para este tipo, dá-se o nome neste trabalho de “incertezas de alocação”.

4.4 Incertezas de estado

O estudo realizado nesta monografia restringiu sua análise somente ao período diário em que se pode esperar um maior risco de problemas de desequilíbrio de tensão originados por injeções desbalanceadas de potência por parte das GDFV monofásicas. Desta a forma, não se considerou a variação horária das incertezas de carga e geração, mas somente sua variabilidade no lapso temporal compreendido entre 11 h e 13 h, quando se esperam os estados maior produção de energia por parte das GDFV. Dentro desta faixa de tempo, a incerteza no valor das variáveis aleatórias foi modelada a partir de agrupamentos de dados estatísticos a partir do algoritmo *k-means* (BILLINTON; LI, 1994). Esta estratégia produz uma combinação de estados discretos a partir dos quais se pode estimar analiticamente o valor esperado dos índices de desequilíbrio de tensão para uma determinada alocação conhecida de GDFV a partir do método de enumeração de estados (MEE), como será mostrado no Capítulo 5.

4.4.1 Modelagem probabilística da carga

A modelagem probabilística da carga foi realizada a partir da curva de carga do sistema teste denominado IEEE *Reliability Test System* (RTS). Os dados desta curva de carga são fornecidos em (Billinton; LI, 1994), a partir de 3 tabelas, que indicam uma porcentagem do pico de carga semanal durante o ano, porcentagem do pico de carga diária em relação as semanas, e uma porcentagem do pico de carga horária em relação aos dias úteis e finais de semana/feriados, todas as três tabelas separadas em relação às estações do ano. Tais dados, em combinação com o valor de demanda do pico, permitem reconstituir a curva de carga horária do sistema para um ano aproximada de 364 dias divididos em 52 semanas de 7 dias, o que totaliza 8736 amostras horárias de demanda. No entanto, como este trabalho se focou apenas no intervalo entre 11 h e

13 h (duas amostras por dia), apenas 728 amostras foram consideradas para as mesmas 52 semanas. Este conjunto de dados foi então dividido em 10 agrupamentos de dados a partir do algoritmo *k-means*, cujos centroides e as probabilidades são mostrados na Tabela 1-1. Os ajustes dos agrupamentos obtidos em relação aos dados de demanda ordenados de maneira decrescente são mostrados na

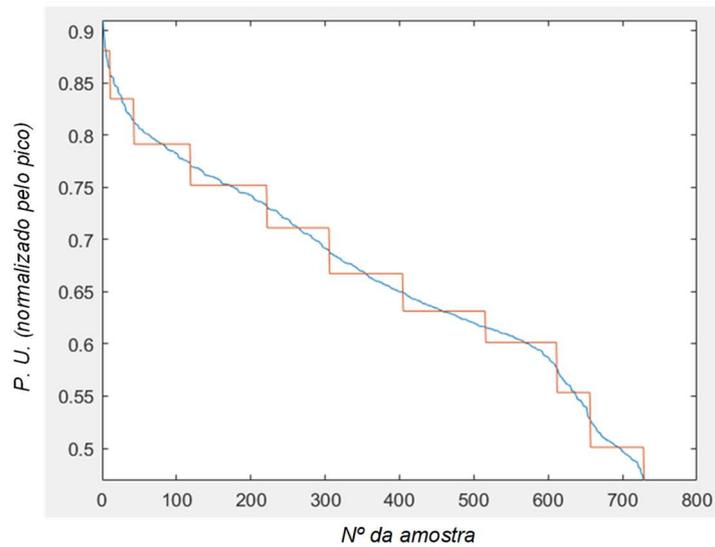
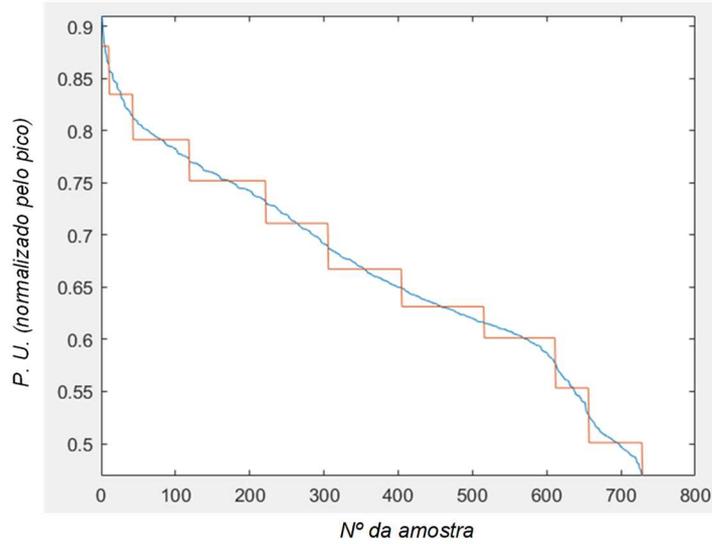


Tabela 1-1 Agrupamentos de carga

Valor do cluster de carga (p.u. do pico)	Probabilidade (%)
0,8808	1,37%
0,8348	4,40%
0,7914	10,44%
0,7521	14,15%
0,7112	11,54%
0,6672	13,60%
0,6314	15,25%
0,6014	13,19%
0,5534	6,18%
0,5010	9,89%

Figura 3-1 Agrupamentos de carga



4.4.2 Modelagem probabilística da potência de saída das GDFV

O cálculo da potência de saída dos geradores pode ser obtido a partir da irradiação e da temperatura no local de estudo, o que neste trabalho foi realizado a partir do modelo em (4.1) (HOMER, s.d), utilizando o método de correção de temperatura da célula em função da temperatura ambiente em (4.2) (Arefifar *et al.*, 2012).

$$P_{out} = \eta \frac{G}{G_{stc}} [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,stc})] P_{nom} \quad (4.1)$$

$$T_c = T_a + G * ((N_{oct} - 20)/0,8) \quad (4.2)$$

Em que:

T_c temperatura da célula nos módulos FV em ° C;

T_a temperatura ambiente no local e horário de estudo ° C;

G valor da irradiância no local e horário de estudo em W/m²;

G_{stc} é a irradiância em condições padrão de teste (1000 W/m²);

N_{oct} temperatura nominal de operação da célula em ° C;

P_{out} potência de saída do GDFV em kW;

P_{nom} é a potência nominal da GDFV em kW;

η fator de perda de capacidade;

α_p fator de perda por temperatura em W/° C;

T_c temperatura da célula PV;

$T_{c, stc}$ temperatura da célula PV em condições padrões de teste;

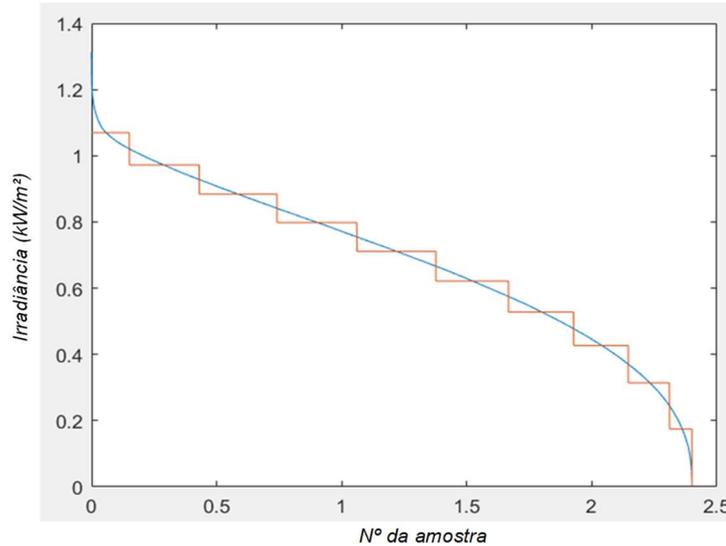
No modelo em (4.1), o fator de perda de capacidade tem objetivo de modelar todo tipo de perda não diretamente considerada no modelo, i.e., excetuando-se as perdas cujo comportamento é proporcional ao aumento da temperatura da célula, já representadas por α_P . Neste trabalho, seguindo-se a recomendação em (Masters, 2004), considerou-se $\eta = \eta_{inv} \times \eta_d \times \eta_m$, em que η_{inv} , η_d e η_m são termos de eficiência, que modelam, respectivamente, as perdas do inversor, as causadas por cobertura de poeira e as causadas por incompatibilidades entre os painéis. Todos estes parâmetros foram considerados em seus valores típicos, dados também em (Masters, 2004).

Os valores de temperatura e irradiância, necessários para os cálculos em (4.1) e (4.2), são variáveis aleatórias que variam com a definição do horário e do local geográfico em que se delimitam o estudo. Como o estudo foi restrito a uma faixa horária estreita (das 11 h às 13 h), optou-se por desprezar a variação cronológica destas variáveis, modelando sua variabilidade no período apenas como eventos aleatórios. Quanto à delimitação geográfica do estudo, considerou-se a cidade de São Luís do Maranhão, para a qual um conjunto estatisticamente expressivo de medições desses dados ambientais é disponibilizado pelo projeto Sonda (INPE, 2018). Para temperatura, por ser um parâmetro de menor impacto na determinação da potência de saída, considerou-se apenas o seu valor médio para o período e o local definidos. Já para a irradiância, cujo efeito sob a potência dos sistemas é determinante, realizou-se a modelagem via agrupamento de dados, da mesma forma como realizado para carga, obtendo-se também 10 agrupamentos, cujos dados são fornecidos na Tabela 1-1 e cujo ajuste em relação aos dados brutos são dados pela 1.

Tabela 1-2 Agrupamentos de dados de irradiância

Valor do cluster de irradiância (kW/m ²)	Probabilidade (%)
1,0698	6,30%
0,9721	11,66%
0,8841	12,92%
0,7983	13,33%
0,7109	13,15%
0,6215	12,09%
0,5280	10,87%
0,4269	9,08%
0,3139	6,89%
0,1745	3,72%

Figura 3-2 Cluster de Irradiância



4.5 Incertezas de alocação

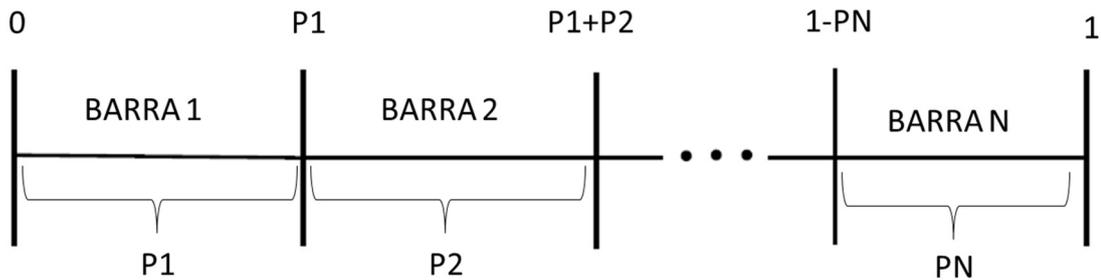
O número de estados de posicionamento das GDFV a serem alocadas no sistema têm natureza combinatória em relação ao tamanho da rede elétrica. Esta característica faz com que a modelagem deste tipo de incerteza a partir de um método analítico seja impraticável para sistemas de grande porte. Por este motivo, optou-se para este tipo de incerteza, uma modelagem voltada para o método da SMC, já que este possui uma taxa de convergência que independe do tamanho do sistema (Billinton; Li, 1994). Desta forma, as incertezas de alocação são modeladas a partir da definição de suas distribuições e da definição de um método adequado de sorteio.

4.5.1 Modelagem da incerteza no posicionamento das GDFV

As incertezas espaciais relacionadas ao posicionamento das GDFV correspondem a barra e a fase em que estes sistemas serão alocados. Para a decisão das barras de alocação, supõe-se que apenas barras de carga podem receber a conexão de uma GDFV e somente uma vez. A incerteza na escolha da barra de alocação, dentro deste conjunto, é então modelada por meio do sorteio, sem reposição, a partir de uma função de massa de probabilidade discreta, com alguma distribuição conhecida. Para realizar este sorteio, primeiro divide-se o intervalo $[0,1]$ em N intervalos, em que N é o número de barras ainda sem GDFV disponíveis no sistema para alocação. A divisão deste intervalo deve ser feita de forma que cada um dos seus subintervalos possua medida idêntica à probabilidade da barra que representa, tal como exemplificado na

Figura 3-3. Em seguida, sorteia-se um número aleatório com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$ e verifica-se a qual dos subintervalos pertence o número obtido, sendo este o indicador da barra escolhida. Após a alocação da GDFV, elimina-se a barra escolhida da lista de possibilidades de alocação para o próximo sorteio.

Figura 3-3 divisão do intervalo $[0,1]$ para sorteio de posição das GDFV



P_k = probabilidade de ser selecionada a barra k

No presente trabalho, duas possibilidades de distribuição de probabilidade de escolha de barra são consideradas. Na primeira, assume-se uma distribuição uniforme, ou seja, todas as barras remanescentes têm probabilidade igual de serem sorteadas, um modelo comum para eventos discretos em que não se conhece a real distribuição. Neste caso, a cada sorteio, as probabilidades são calculadas como $1/N$, em que N é o número de barras remanescentes. Já na segunda, assume-se que as probabilidades de alocação das barras são proporcionais às suas respectivas demandas, de forma que as barras que possuem maiores cargas têm maiores chances de terem GDFV instaladas. Este modelo se baseia nas hipóteses (realistas) de que estes consumidores tendem a ser aqueles com maior poder econômico para realizar o investimento, bem como aqueles para os quais o retorno sob o investimento realizado é mais expressivo. É importante ressaltar que os dois modelos não são simultaneamente utilizados, mas sim implementados como uma opção a ser definida pelo usuário antes da execução do código.

Dado o sorteio das barras de alocação das GDFV, realiza-se o sorteio de fase de maneira bem simples, é escolhido um número aleatório, e inteiro, entre 1 a 3 identificado assim qual fase será alocada a GDFV.

4.5.2 Modelagem da incerteza na potência nominal das GD

Tendo-se definido a posição das GDFV, é necessário então se realizar o sorteio da potência nominal das GDFV. Neste trabalho, formulou-se um modelo probabilístico para este parâmetro a partir da introdução de uma variável aleatória adimensional γ , definida como a proporção entre as médias anuais da energia gerada (W_{anual}^{Ger}) e da energia consumida (W_{anual}^{Cons}) em uma instalação com GDFV no período de um ano, ou seja:

$$\gamma = \frac{W_{anual}^{Ger}}{W_{anual}^{Cons}} \quad (4.3)$$

Pode-se observar que a variável γ pode ser interpretada como a proporção do consumo de energia anual que pode ser suprido e/ou abatido das faturas de energia a partir de créditos de geração no mesmo período, de acordo com as normas presentes na regulamentação/legislação brasileira (ANEEL, 2021) (Brasil, 2022). Argumenta-se neste trabalho, que as GDFV são tipicamente dimensionadas com base em metodologias de estimativa, sujeitas a incerteza, do montante de geração anual, objetivando atender um percentual do consumo que maximize os retornos sobre o investimento. Argumenta-se ainda que esta estratégia de dimensionamento deve tender a produzir uma distribuição para o parâmetro γ centrada ao redor de um valor típico, para o qual se tende a obter os melhores retornos sobre o investimento. Hipóteses razoáveis sob as quais se formula o modelo proposto neste trabalho.

Para as regras anteriores ao marco legal da microgeração e da minigeração (Brasil, 2022), o ponto ótimo a ser buscado com o dimensionamento da GDFV convergia para algo próximo de $\gamma = 1$, ou seja, um abatimento total do consumo a partir de créditos de geração (excetuando-se a parcela da taxa de disponibilidade). Tal convergência é explicada por três fatores. O primeiro é a economia de escala dos sistemas, que tendem a ser proporcionalmente mais baratos à medida que atingem maiores potências nominais. O segundo, a impossibilidade de se vender excedentes de geração, que só poderiam ser utilizados para abatimento do consumo. O terceiro, é que para as regras anteriores, todas as componentes da fatura de energia poderiam ser compensadas pelos créditos de geração, não havendo diferença de retorno financeiro entre a energia que é consumida localmente no instante de sua produção (autoconsumo) e os créditos gerados por energia injetada na rede.

Com as novas regras estipuladas pelo marco legal, o autoconsumo passa a ser mais vantajoso que a injeção, de forma que, tecnicamente, o dimensionamento ótimo das GDFV

precisaria passar a considerar este fator. No entanto, seria necessário para isto conhecer não somente o histórico de faturas do consumidor, mas sua curva de carga completa, o que não é usual. Desta forma, espera-se que as empresas de GDFV sigam mantendo suas práticas de dimensionamento convencional, e que a distribuição de γ permaneça centrada no valor unitário, hipótese em que se baseia o trabalho. Por fim, há de se observar que o público-alvo da aplicação da metodologia proposta neste trabalho são as concessionárias de distribuição, que não só têm acesso direto ao histórico de faturas de cada consumidor, como, por serem responsáveis pela concessão dos parecer de acesso às GDFV em sua rede (ANEEL, 2021), conhecem todos os parâmetros dos sistemas já em operação em sua área de concessão. Desta forma, para reproduzir o modelo proposto neste trabalho, as distribuidoras podem simplesmente estimar a energia anual média produzida por estes sistemas, e a partir de um simples cruzamento de dados, obter a distribuição do parâmetro γ a partir de dados estatísticos reais. Já este trabalho, na ausência da disponibilidade dos mesmos dados, arbitrou para γ uma distribuição normal, com média 1 e desvio padrão 0,1.

Tendo-se definido uma distribuição para γ , é preciso ainda relacionar este parâmetro com a potência nominal da GDFV em uma barra. Para isto, considera-se novamente o modelo de potência de saída apresentado em (4.2). Utilizando-se a irradiação solar global horizontal diária Irs do mesmo local em que se deseja realizar o estudo, pode-se obter:

$$W_{anual}^{Ger} = 365 \cdot \eta \cdot Irs [1 + \alpha_p (\bar{T}_c - Noct)] \cdot P_{nom} \quad (4.4)$$

Em que:

Irs é a irradiação solar global horizontal diária em kWh/m²/dia;

\bar{T}_c é a média da temperatura das células fotovoltaicas em C °.

Por outro lado, a energia anual consumida em uma barra do sistema, em kWh/ano, pode ser obtida pelo somatório da curva de carga anual horária do sistema (dada em p.u.), multiplicado pela potência instalada na barra em questão em kW. Dividindo-se o valor obtido por 365, pode-se obter o valor médio diário de energia consumida na barra $W_{diário}^{Cons}$, dado em kWh/dia. Com isto, pode-se então obter a seguinte expressão para γ :

$$\gamma = \frac{\eta \cdot Irs [1 + \alpha_p (\bar{T}_c - Noct)] \cdot P_{nom}}{W_{diário}^{Cons}} \quad (4.5)$$

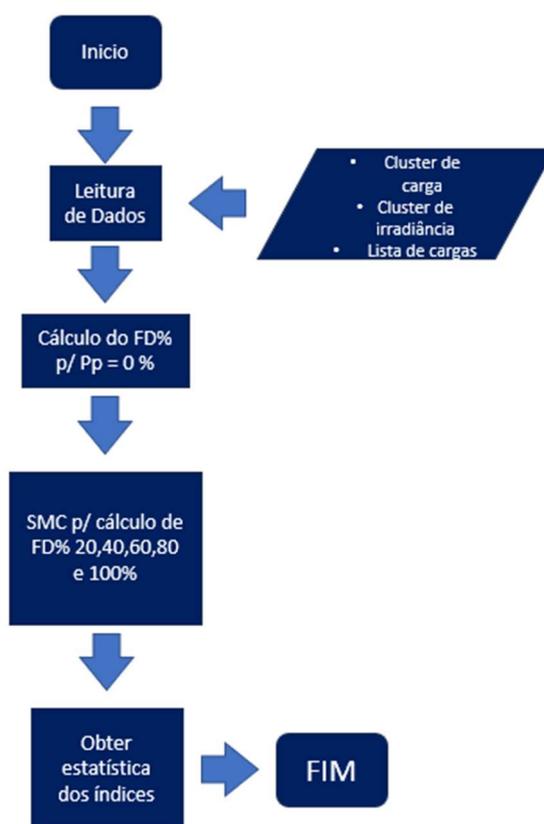
A expressão em (4.5) pode então ser invertida para estimar um valor de P_{nom} em função da variável aleatória γ , tal como em (4.6). Sendo assim, pode-se obter a potência nominal de qualquer nova GDFV a ser alocada no sistema, sorteando-se um número aleatório com distribuição escolhida para modelar γ e aplicando-se a fórmula desenvolvida.

$$P_{nom} = \frac{\eta \cdot Irs [1 + \alpha_p (\bar{T}_c - Noct)]}{W_{diário}^{Cons}} \cdot \gamma \quad (4.6)$$

5 MÉTODO PROPOSTO DE ANÁLISE PROBABILÍSTICA DOS IMPACTOS DA GD FOTOVOLTAICA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O algoritmo desenvolvido no presente trabalho tem como objetivo avaliar os índices de desequilíbrio de tensão de uma rede elétrica de baixa tensão e em função do aumento do percentual de penetração de GDFV, sendo este percentual definido como a razão entre o número de barras de carga contendo GDFV e o número total destas (assume-se que cada barra de carga corresponde a um consumidor distinto). O fluxograma que descreve o algoritmo implementado em linguagem nativa da plataforma Matlab[®] é mostrado na Figura 4-1, na qual Pp indica o percentual de penetração de GDFV no sistema.

Figura 4-1 Método Geral de análise



Analisando o fluxograma da Figura 4-1, pode-se observar que a estrutura do algoritmo principal é bastante simples. Primeiro, inicia-se o algoritmo com a leitura dos arquivos contendo

os dados necessários para a execução do estudo, como os cluster de carga e irradiância e os dados da rede elétrica, sendo estes últimos compilados a partir de um arquivo em formato próprio do *OpenDSS*, que deve ser chamado a partir do Matlab ®.

Após a leitura dos dados de entrada, utiliza-se o Método de Enumeração de Estados (MEE) para realizar o cálculo dos valores esperados dos índices de desequilíbrio de tensão nodais no caso base, i.e., o caso sem GDFV no sistema. Este caso, por não possuir GDFV alocadas no sistema, é avaliado separadamente dos outros casos de penetração de GDFV, pois não depende de incertezas de alocação, o que permite ser avaliados somente uma vez e não para cada realização de uma SMC, como necessário aos demais.

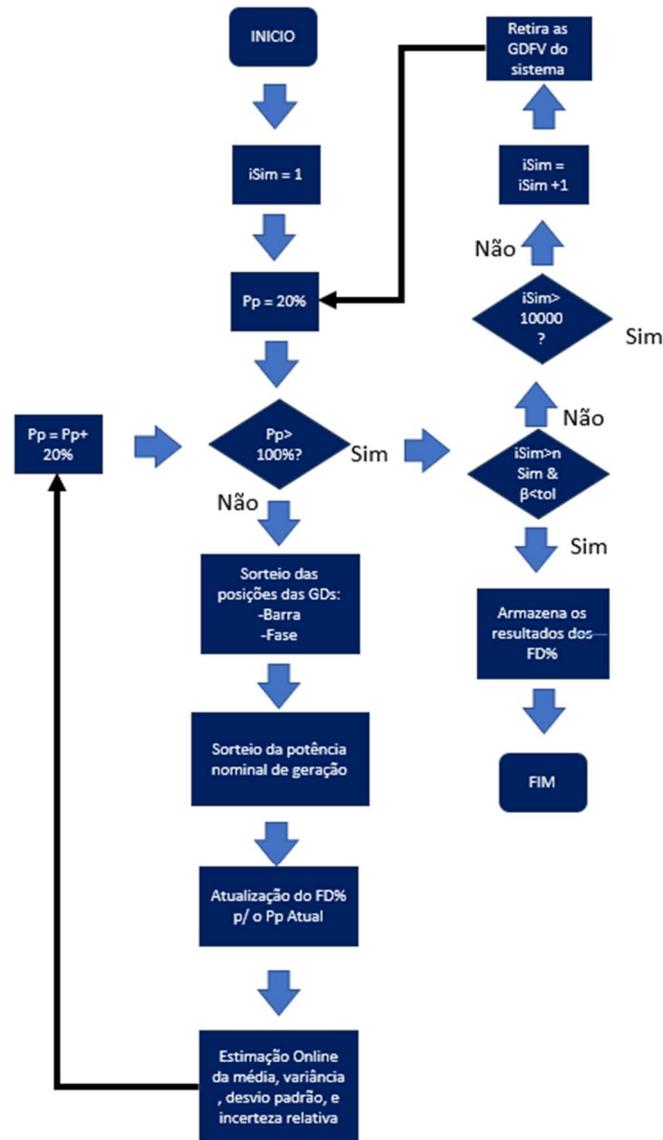
Finalizado o caso base, dá-se prosseguimento ao programa com a execução da SMC, que avalia, frente às incertezas de alocação, os índices de desequilíbrio de tensão para um conjunto pré-definido de percentuais de penetração de GDFV. A escolha de se realizar a avaliação dos índices apenas para incrementos fixos de percentual de penetração tem como objetivo reduzir o custo computacional da metodologia proposta, já que se fosse realizada a cada nova alocação de GDFV, seria demasiadamente custosa para sistemas grandes. Por outro lado, a escolha do tamanho do incremento a ser utilizado deve ser pequeno o suficiente para permitir uma boa avaliação do comportamento de variação dos indicadores em relação ao percentual de penetração. Visando obter bom compromisso entre os dois objetivos contrastantes, escolheu-se um passo de 20 % de percentual de penetração entre os casos de estudo. É importante notar que este parâmetro pode ser adaptado ao tamanho do sistema e à necessidade de obtenção de resultados com maior ou menor granularidade. Após a execução da SMC, calculam-se as estatísticas dos índices e salvam-se os resultados obtidos para posterior análise.

5.4 Simulação Monte Carlo para determinação dos índices por caso de percentual de penetração

A Figura 4-2 apresenta o algoritmo da SMC desenvolvido neste trabalho para estimar os índices de desequilíbrio de tensão para os casos de penetração e GDFV diferentes de 0 %. A amostragem dos estados de alocação foi realizada de maneira sequencial, i.e., cada simulação considera uma realização completa de alocações de GDFV no sistema, desde o caso de menor percentual até o caso em que todas as barras de carga possuem GDFV, apenas adicionando novas GDFV a cada incremento. Este tipo de amostragem foi escolhido porque, embora mais computacionalmente intensiva que amostragem em ordem aleatória, permite representar

fidedignamente a evolução cronológica do sistema, produzindo resultados mais precisos (Billinton; Allan, 1996).

Figura 4-2 Algoritmo proposto para determinar os índices por Pp.



O algoritmo da SMC se inicia com o ajuste do contador de simulações em 1 e a entrada no laço principal, responsável pela simulação de realizações aleatórias de alocação de GDFV para os casos de estudo de 20 % a 100 % de percentual de penetração. Dentro deste laço, inicia-se o valor de Pp em 20 % e inicia-se o laço que obtém amostras dos índices para cada caso de penetração de GDFV na simulação atual.

A avaliação de um percentual de penetração específico, que ocorre dentro do laço mais interno do algoritmo, é feita em quatro etapas. Primeiro, identifica-se o número de GDFV a serem alocadas no sistema para o caso de penetração atual e realiza-se o sorteio de posição destas GDFV, considerando barra e fase de alocação. Em seguida, é realizado o sorteio da potência nominal de geração de cada uma das GDFV alocadas. Tendo-se obtido os dados de alocação para o caso atual, utiliza-se o MEE para estimar o fator de desequilíbrio de tensão ($FD_{\%}$) em cada nó da rede, para a alocação de GDFV sorteada, produzindo uma nova amostra de cada um destes índices. Em seguida, estimam-se as estatísticas destes índices para o conjunto de amostras já obtidos dentre todas as simulações já realizadas do caso de penetração de GDFV atual e armazenam-se os resultados obtidos. Tais estimativas são realizadas neste ponto, e não somente ao final do algoritmo, porque servem de subsídio para posterior teste de convergência da SMC, que estabelece um critério de parada para método, possivelmente evitando a execução do número máximo de simulações (estipulado em 10.000), o que seria muito custoso em termos de tempo de execução. As estatísticas estimadas neste ponto são: média, variância, desvio padrão e incerteza relativa, cujos estimadores não enviesados são definidos por (5.1)-(5.4), respectivamente.

$$\mu_{k,Pp} = \frac{1}{\widetilde{N}_{sim}} \sum_{isim}^{\widetilde{N}_{sim}} FD_{\%,k,isim,Pp} \quad (5.1)$$

$$s_{k,Pp}^2 = \frac{1}{\widetilde{N}_{sim} - 1} \sum_{isim}^{\widetilde{N}_{sim}} (FD_{\%,k,isim,Pp} - \mu_{k,Pp})^2 \quad (5.2)$$

$$s_{k,Pp} = \sqrt{s_{k,Pp}^2} \quad (5.3)$$

$$\beta_{k,Pp} = \frac{s_{k,Pp}}{\mu_{k,Pp} \sqrt{\widetilde{N}_{sim}}} \quad (5.4)$$

Em que:

$FD_{\%,k,isim,Pp}$ é o valor da amostra do índice $FD_{\%}$ associado à k -ésima barra do sistema, para a simulação $isim$ e o para o percentual de penetração Pp ;

\widetilde{N}_{sim} é o número de simulações realizadas até o presente momento;

$\mu_{k,Pp}$, $s_{k,Pp}^2$, $s_{k,Pp}$ e $\beta_{k,Pp}$ são, respectivamente, estimativas de média, variância, desvio padrão e incerteza relativa do índice $FD_{\%}$ associado à k -ésima barra, para o percentual de penetração Pp , considerando as \widetilde{N}_{sim} amostras obtidas até então.

Considerando-se que as estatísticas dos índices já precisam ser calculadas a cada nova amostra para verificar a convergência da SMC, optou-se pela utilização de algoritmos *online*

para a realização desta tarefa, com objetivo de evitar o alto custo de memória utilizado para armazenamento das amostras que se faz necessários em algoritmos convencionais utilizados neste tipo de cálculo. Para a média, basta atualizar, a cada iteração, uma variável acumuladora, que mantém o somatório de todas as amostras já obtidas até então. Já para a variância, fez-se o uso do Algoritmo de Welford (Pébay, 2016) que permite estimar este parâmetro com uma ordem de complexidade de espaço de armazenamento constante.

Tendo-se terminado a estimação das estatísticas dos índices para um determinado percentual de penetração, incrementa-se este parâmetro em 20 % e repete-se as instruções do laço interno. Isto é feito até que se termine a avaliação do caso com percentual de penetração de 100 %, completando uma simulação. Em seguida, é feita a verificação do atendimento dos critérios de parada adotados, visando saber se já se pode encerrar o algoritmo e salvar os resultados obtidos para análise, ou se mais simulações ainda devem ser realizadas, caso em que se desalocam todas as GDFV inseridas no sistema, incrementa-se o contador de simulações e se retorna ao início do laço principal.

Em relação aos critérios de parada adotados, utilizou-se uma combinação de duas estratégias comumente utilizadas na literatura:

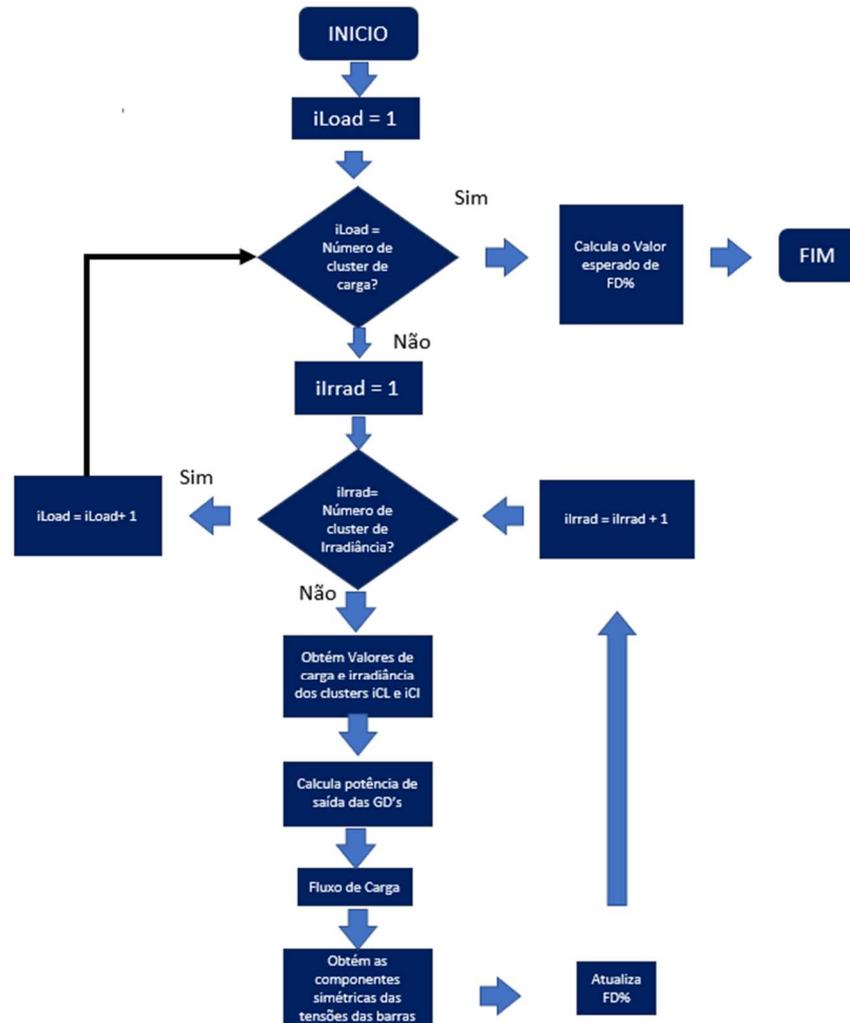
- I. Número de simulações: neste método, decide-se previamente a quantidade de simulações a serem realizadas. Esta abordagem, se usada isoladamente, pode ser problemática, pois escolher um número inadequado de simulações pode resultar em respostas imprecisas, caso o número de simulações seja muito baixo, ou exigir muito tempo e recursos computacionais, caso o número seja muito alto (Silva Jr., 2014). Por estes motivos, o número de simulações só foi utilizado neste trabalho como um critério de parada de retaguarda, estabelecendo-se um valor máximo de 10.000 simulações, para evitar os casos em que convergência não consiga ser obtida em tempo de execução satisfatório e um número mínimo de 100 simulações, para evitar casos de convergência prematura, que podem ocorrer caso a variabilidade das primeiras amostras seja, por coincidência, muito pequena.
- II. Verificação da convergência: nesta estratégia, verifica-se a convergência dos índices com base em uma métrica estatística, sendo a incerteza relativa definida em (5.4) usualmente utilizada para esta função (Billinton; Li, 1994). O motivo para a utilização deste parâmetro é que ele mede a razão entre o erro amostral e a sua média, ou seja, a incerteza em relação ao valor estimado. Sendo assim, as simulações são realizadas até que a incerteza relativa seja menor ou igual a um valor especificado. Isso permite obter

resultados mais confiáveis sem um gasto de tempo excessivo (Silva Jr., 2014). A tolerância utilizada neste trabalho foi de 5 %.

5.2. Método de Enumeração de Estados para determinação dos índices para uma alocação específica de GDFV

Analisando-se o algoritmo da SMC, pode-se observar que para cada alocação de GDFV sorteada, obtém-se novas amostras para os índices nodais de desequilíbrio de tensão. Nesta etapa, as variáveis de alocação já estão definidas, mas a determinação do índice ainda está sujeita às incertezas pertinentes à demanda e a potência das GDFV no horário delimitado para o estudo. Para estimar o valor esperado dos índices frente a estas incertezas, utilizou-se o MEE, um método analítico que, como tal, permite estimar os índices com baixo custo computacional, desde que se aceite certa simplificação na modelagem das incertezas consideradas (Billinton; Allan, 1992) (neste trabalho a simplificação exigida foi a discretização de variáveis aleatórias contínuas a partir de agrupamentos de dados). Por fim, é importante se destacar que o mesmo método é também utilizado para o caso base, tendo-se feito somente a adaptação de considerar somente a incerteza da carga no problema. A Figura 4-3 mostra o fluxograma da implementação do MEE utilizada neste trabalho.

Figura 4-3 Método proposto de enumeração de estados



O algoritmo proposto se inicia com o ajuste do contador de estados de carga para o valor 1. Em seguida, entra-se no primeiro laço, mais externo, cujo objetivo é percorrer todos os estados de carga considerados. Logo em seguida, inicia-se o contador de estados de irradiância, seguindo-se pela execução de um segundo laço, interno ao primeiro, cuja finalidade é percorrer todos os estados de irradiância. Desta forma, todas as possibilidades de combinações de estados destas duas variáveis são atingidas.

Dentro do laço interno, quatro etapas são realizadas. Primeiro, obtém-se os valores de carga e irradiância para o estado atual definido pela combinação de seus respectivos contadores. Em seguida, calcula-se a potência de saída das GDFV. Os valores de potência obtidos para os geradores e para as cargas, são então passados para o *OpenDSS* e um estudo de fluxo de carga é realizado, obtendo como dados de saída as componentes simétricas dos fasores de tensão da

rede. De posse das componentes simétricas, atualizam-se os valores de $FD_{\%}$ para todas as barras da rede.

Tendo-se completado a varredura de todos os estados possíveis, faz-se finalmente o cálculo dos valores esperados dos índices a partir da fórmula em (5.5).

$$E[FD_{\%,k}] = \sum_{iLoad=1}^{NLoad} \sum_{iIrrad=1}^{NIrrad} FD_{\%,k}(E) \times P(E), \quad E = iLoad \cap iIrrad \quad (5.5)$$

Em que, respectivamente:

$iLoad$ e $iIrrad$ são os contadores dos agrupamentos de carga e de irradiância;

$NLoad$ e $NIrrad$ são os números de agrupamentos de carga e irradiância;

$FD_{\%,k}(E)$ é o valor do índice $FD_{\%}$ para a k -ésima barra do sistema no estado E ;

$P(E)$ é a probabilidade do estado E ;

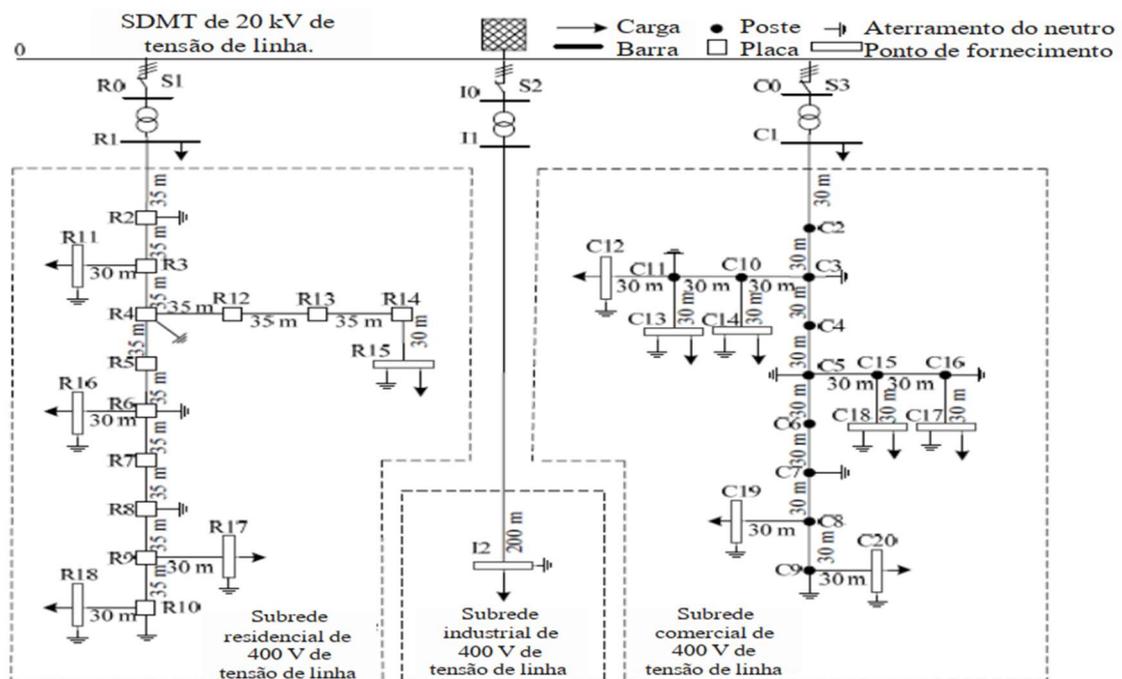
$E = iLoad \cap iIrrad$ indica que o estado E é produzido pela ocorrência simultânea dos estados de carga e irradiância numerados por $iLoad$ e $iIrrad$.

6 RESULTADOS

6.1. Características do sistema teste e casos de estudo propostos

No presente trabalho foi utilizado como base o sistema teste de rede de distribuição em baixa tensão na configuração europeia proposto pelo CIGRÉ (CIGRÉ, 2014). O sistema, que é mostrado na Figura 5-1, pode ser dividido em 3 alimentadores, identificados pelas características de suas cargas em: residencial, comercial e industrial.

Figura 5-1 Circuito Teste



Fonte: Adaptado de CIGRÉ Task Force (2014)

O sistema mostrado possui dois tipos de rede de distribuição aérea e subterrânea, tem frequência de 50Hz, tensão primária de 20kV e tensão secundária de 0,4kV. Outros dados são fornecidos pela Tabela 2-1.

Tabela 2-1 Características gerais do sistema

Barras	44
Nós	132
Potência ativa total	734,399 kW
Potência reativa total	322,818 kVAr
Barras com carga	15

Para esta monografia, optou-se por limitar as possibilidades de pontos de alocação de GDFV apenas às barras que possuem carga, pois estes são os pontos em que se localizam os consumidores e o trabalho é voltado para caracterização do impacto de GDFV a serem instalados por eles, e que por isso, têm parâmetros imprevisíveis a priori. Sistemas de GDFV de propriedade da concessionária ou pré-existentes na rede antes do estudo, poderiam ser incluídos no modelo como sistemas de geração pré-alocados no caso base e com parâmetros constantes durante todo o estudo. Além disso, foi arbitrado que todas as GDFV a serem alocadas fossem monofásicas. Isto foi feito por dois motivos. O primeiro, é que este é o tipo mais comum de GDFV na baixa tensão, já que inversores monofásicos são tipicamente mais baratos que suas versões trifásicas, que tornariam o custo impraticável para sistemas de baixa potência. O segundo motivo, foi o fato deste tipo de GDFV ter maior potencial para afetar os índices de desequilíbrio de tensão, de forma que se desejou realizar um enfoque na compreensão dos impactos deste tipo de sistema.

Todos os algoritmos propostos neste trabalho foram implementados em Matlab®, tendo-se chamado o *software* OpenDSS para as tarefas de compilação dos dados da rede, alocação (e retirada) das GDFV e estudos de fluxo de potência. Um truque simples é feito para alocar e desalocar as GDFV sem constante alteração do número de objetos no sistema (evitando alocação dinâmica de memória, que reduz a performance do método). O arquivo de descrição do sistema já possui GDFV com potência nominal nula em todas as fases de todas as barras. Assim, as GDFV alocadas simplesmente têm sua potência nominal alterada para o valor sorteado, enquanto as desalocadas têm este parâmetro retornado para o valor de 0 kWp. Embora este cadastro tenha sido feito manualmente, ele poderia ser feito de maneira automática a partir de um *script* para a modificação do arquivo em questão, que possui formato texto. Desta forma, esta estratégia poderia também ser replicada em um sistema de grande porte.

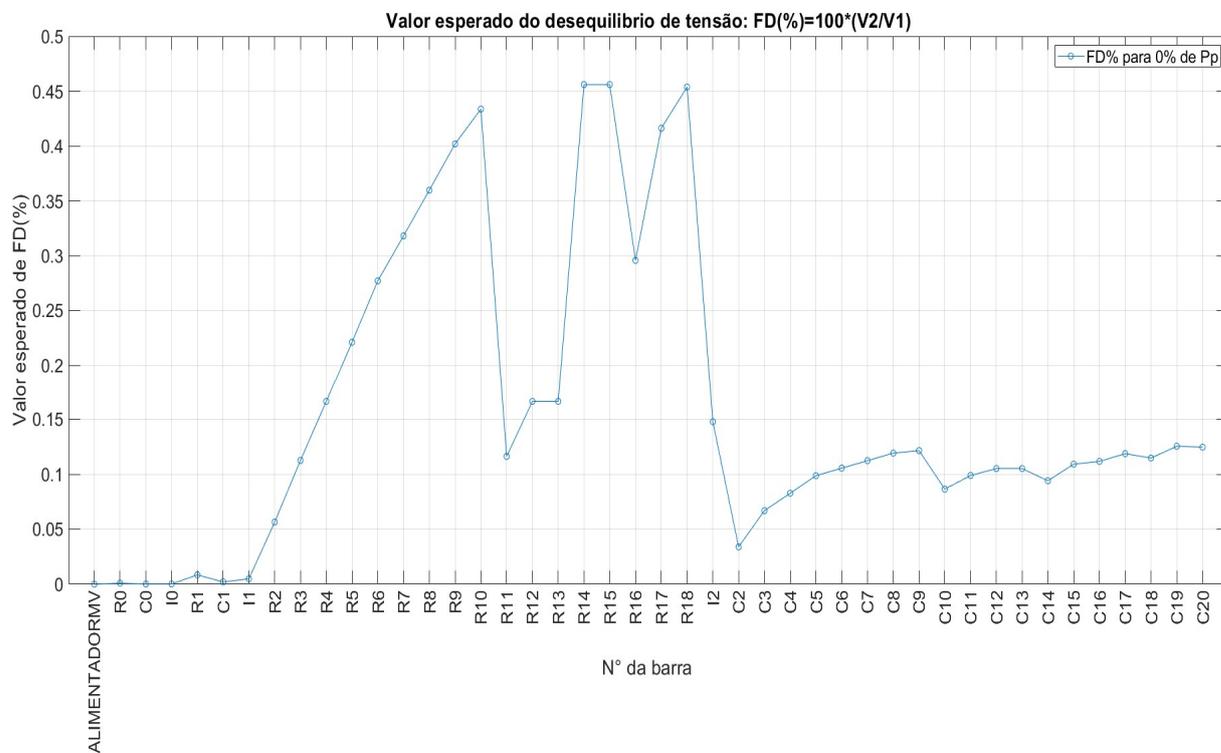
Os casos de estudos para o presente trabalho estão em função de duas variáveis, percentual de penetração (Pp) de GDFV e modelo de sorteio de posição. Em relação ao Pp, 6 casos de estudos são avaliados, sendo eles: 0 % (caso base), 20 %, 40 %, 60 %, 80 % e 100 %. Cada um destes, exceto o caso base, foi executado em duas versões, diferenciadas apenas pelo modelo utilizado no sorteio de posição. No primeiro caso, considera-se distribuição uniforme para o sorteio de posição, enquanto no segundo, consideram-se probabilidades proporcionais a carga instalada em cada barra.

6.2. Análise dos casos de estudo

6.2.1 Caso Base

Para o primeiro caso de estudo o objetivo é demonstrar os índices de desequilíbrio de tensão no sistema de distribuição em baixa tensão antes da inserção de GD nas barras com carga, para servir como referência para os efeitos das maiores Pp que serão demonstradas posteriormente.

Figura 5-2 Valor Esperado para o caso base



É observado que o sistema é aceitavelmente equilibrado para os parâmetros de qualidade de energia relacionados a desequilíbrio de tensão, como a recomendação internacional do IEEE, que aponta um limite de 2,5 % (IEEE Std 446-1995), e a recomendação nacional do PRODIST (ANEEL, Módulo 8 do PRODIST), que indica um limite de 3%. Os maiores valores de desequilíbrio de tensão observados no caso base se encontram nas barras 20 e 21, na zona residencial do sistema, com um valor máximo de 0,4559 %. A ocorrência de índices tão baixos de desequilíbrio se deve ao fato de o sistema ser balanceado no caso base, já que possui somente cargas.

Observa-se também que as barras R0, C0 e I0 que realizam a ligação da fonte de energia do sistema até os terminais primário dos alimentadores de cada região, possuem valores de desequilíbrio desprezível, muito próximo de 0 %. As barras R1, C1 e I1 estão ligadas aos terminais de baixa tensão dos transformadores de cada região e, portanto, mantêm uma distância elétrica em relação a fonte. Em ambos os casos, a baixa impedância em relação à fonte do sistema produz quedas de tensão desprezíveis sob a barra, fazendo com que os fasores de tensão destas barras sejam muito próximos aos da subestação e, por consequência, tenham índices de desequilíbrio desprezíveis.

6.2.2 Casos com probabilidades de posicionamento proporcionais a carga

Utilizando o sorteio com proporcionalidade relativa a carga obtém-se 5 casos de estudo variando o percentual de penetração (P_p) de GDFV. Define-se primeiramente o número de GDFV que serão alocadas para cada percentual N_{GDFV} como sendo o valor inteiro mais próximo do valor de \widetilde{N}_{GDFV} obtido em (6.1).

$$\widetilde{N}_{GDFV} = (Pp_{\%} \times N_{LOAD}) \quad (6.1)$$

Em que:

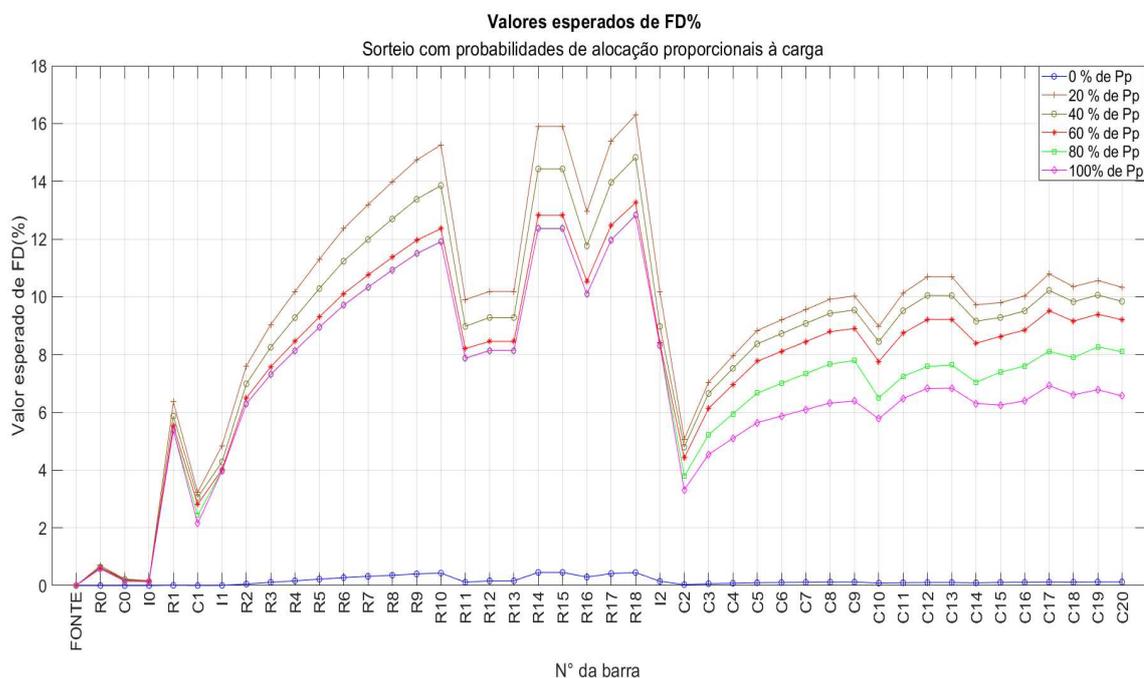
$Pp_{\%}$ significa o valor decimal de P_p para o estado atual da simulação;

N_{LOAD} significa o número total de cargas instaladas no sistema;

Em seguida é realizado o sorteio de alocação de GDFV através da proporcionalidade das cargas. Os resultados podem ser observados no gráfico da

Figura 5-3.

Figura 5-3 Valores de FD% para todos os Pp sorteio proporcional



O salto no valor de desequilíbrio entre o caso base e os demais casos é bastante expressivo, passando a exceder os valores aceitáveis para o índice de acordo com os padrões nacionais e internacionais do índice de $FD\%$ para a maioria das barras. A exceção para este comportamento é observada apenas nas barras R0, C0 e I0, mais próximas a fonte de energia, e por isso ainda se mantêm em níveis aceitáveis de desequilíbrio de tensão em todos os níveis de Pp. Os maiores valores encontrados para o índice $FD\%$ ocorreram na barra R18, que pertence a zona residencial do sistema. É provável que este resultado se explique pela maior distância elétrica em relação a fonte do sistema que esta barra observa em relação às demais.

Comparando-se os casos por Pp, é possível notar que os piores desequilíbrios ocorrem para o caso com Pp=20 %, passando então a ocorrer progressiva melhora à medida que se incrementa o Pp. Esse resultado é provavelmente explicado por uma progressiva tendência de balanceamento dos efeitos dos desequilíbrios à medida que mais GDFV são alocadas aleatoriamente entre as fases. É importante observar que para números pequenos de GDFV no sistema, maiores são as chances de ocorrer uma distribuição desbalanceada desses sistemas entre as fases da rede, enquanto para números grandes, há uma maior tendência de concentração para estados com boa distribuição das GDFV entre as fases.

6.2.3 Casos com probabilidades de posicionamento uniformes

Utilizando o sorteio de distribuição uniforme são realizados também 5 casos de estudos aumentando os valores de Pp, com o objetivo de observar a influência do índice de FD% no sistema de distribuição. Para alcançar o número de GDFV em cada percentual, é utilizado o mesmo cálculo descrito na seção anterior. Os resultados são mostrados na Figura 5-4.

Figura 5-4 Valores de FD% para todos os Pp e sorteio uniforme



Pode-se observar a partir a **Figura 5-4 Valores de FD% para todos os Pp e sorteio uniforme**, que os resultados obtidos com distribuição uniforme para posicionamento das GDFV demonstram uma similaridade no comportamento dos gráficos obtidos com o sorteio com probabilidades proporcionais a carga. De fato, os resultados são qualitativamente idênticos, diferenciando-se apenas amplitude pela dos seus valores. No entanto, a diferença quantitativa observada é pequena, de forma que somente através de uma análise mais precisa poderá ser afirmado que a diferença entre resultados obtidos é estatisticamente significativa, dada a variabilidade intrínseca ao método da SMC.

6.2.4 Comparação entre os tipos de sorteio de posição de GDFV

Para realizar uma comparação mais precisa em relação aos resultados alcançados pelos dois tipos de sorteio de alocação de GDFV, proporcional a carga e de distribuição uniforme, é realizado então o cálculo dos limites de intervalo de confiança de 95% ao redor da média μ de uma distribuição amostral, que podem ser calculados a partir de (6.2) (Montgomery & Runger, 2011). Os intervalos de confiança obtidos, para todas as barras de carga em todos os Pp para o sorteio de posição com probabilidades proporcionais e a carga e a para o sorteio com distribuição uniforme são mostrados, respectivamente, na Tabela 2-2 Sorteio Proporcional a carga - Intervalo de confiança Tabela 2- e na Tabela 3-.

$$\mu - 1,96 \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{N_{sim}}} \leq \mu \leq \mu + 1,96 * \frac{\sigma}{\sqrt{N_{sim}}} \quad (6.2)$$

Em que:

μ é o valor da média amostral do FD% na barra selecionada;

σ é o valor do desvio padrão calculado na barra;

N_{sim} é o número de simulações realizadas no momento da convergência;

Tabela 2-2 Sorteio Proporcional a carga - Intervalo de confiança

Barra	Valores do intervalo de confiança 95% de FD% para sorteio de proporcionalidade														
	20%			40%			60%			80%			100%		
	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior
R11	9,87	9,90	9,94	9,08	9,11	9,14	8,47	8,50	8,52	8,19	8,21	8,23	8,19	8,20	8,22
R15	15,80	15,87	15,93	14,11	14,15	14,20	12,88	12,92	12,95	12,29	12,32	12,35	12,28	12,31	12,34
R16	12,79	12,84	12,89	11,59	11,62	11,66	10,64	10,67	10,69	10,20	10,22	10,24	10,19	10,21	10,23
R17	15,17	15,23	15,29	13,61	13,65	13,70	12,44	12,47	12,50	11,89	11,92	11,95	11,88	11,90	11,93
R18	16,13	16,21	16,29	14,37	14,43	14,49	13,18	13,23	13,28	12,60	12,64	12,68	12,59	12,63	12,67
I2	10,47	10,48	10,49	9,10	9,13	9,16	8,48	8,52	8,56	8,38	8,42	8,45	8,38	8,42	8,45
C12	10,68	10,68	10,69	10,05	10,06	10,07	9,39	9,41	9,42	8,11	8,14	8,17	7,29	7,33	7,36
C13	10,68	10,68	10,69	10,05	10,06	10,07	9,42	9,44	9,45	8,14	8,17	8,20	7,31	7,35	7,38
C14	9,73	9,74	9,74	9,20	9,20	9,21	8,65	8,66	8,67	7,47	7,50	7,53	6,67	6,70	6,74
C17	10,83	10,83	10,83	10,42	10,43	10,44	9,81	9,82	9,83	8,62	8,65	8,67	7,32	7,36	7,40
C18	10,39	10,39	10,39	9,98	9,99	10,00	9,43	9,45	9,46	8,31	8,33	8,35	6,89	6,93	6,96
C19	10,60	10,61	10,61	10,18	10,18	10,19	9,70	9,71	9,72	8,69	8,72	8,74	7,00	7,04	7,08
C20	10,41	10,41	10,42	10,01	10,01	10,02	9,54	9,55	9,56	8,56	8,58	8,60	6,86	6,89	6,93

Tabela 3-1 Sorteio uniforme - Intervalo de confiança

Barra	Valores do intervalo de confiança 95% de FD% para sorteio uniforme														
	20%			40%			60%			80%			100%		
	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior	Limite inferior	Média	Limite Superior
R11	9,88	9,90	9,92	8,95	8,98	9,00	8,17	8,21	8,25	7,84	7,88	7,92	7,83	7,87	7,91
R15	15,87	15,90	15,92	14,39	14,43	14,47	12,76	12,82	12,88	12,31	12,37	12,43	12,30	12,36	12,42
R16	12,93	12,95	12,97	11,73	11,77	11,80	10,49	10,54	10,58	10,05	10,10	10,15	10,04	10,09	10,14
R17	15,36	15,39	15,41	13,93	13,96	14,00	12,42	12,48	12,53	11,92	11,97	12,03	11,91	11,97	12,02
R18	16,27	16,29	16,32	14,79	14,83	14,87	13,20	13,26	13,31	12,77	12,83	12,89	12,76	12,82	12,88
I2	10,09	10,18	10,26	8,91	8,98	9,05	8,34	8,41	8,47	8,26	8,32	8,39	8,26	8,32	8,39
C12	10,69	10,69	10,70	10,03	10,04	10,06	9,20	9,21	9,22	7,57	7,59	7,60	6,82	6,83	6,84
C13	10,69	10,69	10,69	10,02	10,04	10,07	9,20	9,22	9,23	7,62	7,64	7,66	6,82	6,84	6,86
C14	9,72	9,72	9,73	9,14	9,16	9,17	8,39	8,39	8,39	7,02	7,04	7,06	6,29	6,30	6,32
C17	10,79	10,79	10,80	10,22	10,22	10,22	9,51	9,52	9,52	8,11	8,11	8,12	6,91	6,92	6,93
C18	10,35	10,35	10,35	9,82	9,83	9,83	9,15	9,16	9,16	7,89	7,89	7,90	6,60	6,61	6,61
C19	10,56	10,56	10,57	10,06	10,06	10,06	9,39	9,40	9,40	8,26	8,26	8,26	6,78	6,78	6,78
C20	10,33	10,33	10,33	9,84	9,84	9,85	9,20	9,21	9,21	8,09	8,09	8,10	6,57	6,57	6,57

Pode-se notar, a partir da Tabela 2- e da Tabela 3- que para o percentual de 20 % de penetração de GDFV os dois métodos de sorteio de alocação não diferem dentro do intervalo de confiança, indicando que não haveria diferença entre as estimativas obtidas para além daquela introduzida pela própria incerteza amostral do método da SMC. Entretanto, a partir de um Pp de 40 %, nota-se que o sorteio proporcional a carga possui limites inferiores acima dos limites superiores encontrados no sorteio de distribuição uniforme para grande parte das barras de carga do sistema, em 80 % dos casos mais especificamente. Desta forma, pode-se então inferir que há uma diferença nos dois modelos de alocação de GDFV e que o sorteio através da proporcionalidade da carga de fato prevê valores esperados maiores para os índices de desequilíbrio na maioria dos casos. O real motivo pelo qual esta diferença ocorre ainda precisa ser mais profundamente investigada em trabalhos futuros.

6.2.5 Convergência e tempo de execução

Com os dados obtidos da SMC, é realizado também o cálculo dos índices estatísticos como a média, variância e o desvio padrão e a partir dele calcular a incerteza relativa dos dados. Os dados só foram calculados para as barras com carga, com o objetivo de verificar mais claramente a variação nas barras que poderiam obter a inserção de GDFV. Os resultados para o caso com sorteio de posição com probabilidade proporcional à carga podem ser observados na Tabela . Foi observado que o algoritmo convergiu para um coeficiente abaixo da tolerância especificada em 5 % com muita rapidez, de forma que o algoritmo encerrou sua execução pelo critério do número mínimo de simulações em ambos os casos. Com isso, o tempo de simulação obtido foi de 1 minuto e 22 segundos, o que pode ser considerado excelente para um método probabilístico.

Tabela 3-2 Incertezas relativas para o caso com probabilidades de posicionamento proporcionais à carga

Nome da barra	Coeficientes de variação (%)				
	20%	40%	60%	80%	100%
R11	0,19	0,16	0,13	0,11	0,11
R15	0,21	0,17	0,14	0,12	0,12
R16	0,19	0,15	0,12	0,11	0,11
R17	0,20	0,16	0,13	0,12	0,11
R18	0,25	0,21	0,18	0,17	0,17
I2	0,04	0,17	0,21	0,22	0,22
C12	0,03	0,05	0,09	0,18	0,26
C13	0,02	0,05	0,08	0,18	0,26
C14	0,02	0,05	0,08	0,18	0,26
C17	0,02	0,04	0,07	0,14	0,25
C18	0,02	0,04	0,07	0,14	0,27
C19	0,02	0,03	0,06	0,12	0,27
C20	0,02	0,04	0,06	0,12	0,28

7 CONCLUSÃO

O algoritmo proposto na presente monografia tem como objetivo avaliar o índice de desequilíbrio de tensão em um sistema teste escolhido quando impactado pela inserção de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) monofásica, com diferentes níveis de porcentagem de penetração dessa GD, caracterizando assim os casos de estudo, como também utilizando de dois tipos de sorteio de posição nas barras do sistema para as GDFV.

O propósito estabelecido foi atingido com êxito. É notável, portanto, que a introdução de GDFV ao longo do sistema de distribuição testado tem um impacto direto nos índices de desequilíbrio de tensão. Os dados do sistema antes da incorporação das gerações indicam valores inferiores ao limite máximo permitido para o índice utilizado na quantificação do desequilíbrio. No entanto, após a introdução da geração, todas as barras do sistema demonstram um aumento significativo em seus indicadores de desequilíbrio, ultrapassando os valores permitidos.

Observando os casos de estudo é diagnosticado que o pior caso ocorre com percentual de penetração de GDFV de 20%, no qual foram encontrados os maiores valores de desequilíbrio. Além disso, a partir deste ponto, os indicadores se reduziram com crescimento da penetração de GDFV. Pode ser interpretado que com poucos pontos de geração, as chances de ocorrerem alocações de GDFV mal distribuídas entre as fases é maior do que nos casos com muitos pontos de geração.

REFERÊNCIAS

ALBOAOUH, Kamel. A.; MOHAGHEGHI, Salman, *Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System*, 2020. *Journal of Renewable Energy*, vol. 2020, pp. 1-24.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000. **Resolução nº 1000, de 7 de dezembro de 2021**. Diário Oficial da União.

ANEEL: “**Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica.

ARAÚJO, Ericka. **Energia solar gera empregos e acelera retomada da economia**, 2021. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-cresce-7783-no-primeiro-semester-de->>. Acesso em: 07 de jun. de 2022.

AREFIFAR, *et al.* *Supply-Adequacy-Based Optimal Construction of Microgrids in Smart Distribution Systems*, 2012. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, 2012.

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ron N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, 1996.

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ron N. *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. Springer, 2ª ed, 1992.

BILLINTON, Roy; LI, Wenyuan. *Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Nova Iorque: Plenum Press, 1994.

BRASIL. Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022.

BROWN, Richard E. *Electric Power Distribution Reliability*, 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.

CENELEC (Europa). **Norma Técnica. EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied** by public distribution systems, Europa, 2005.

CIGRÉ. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, 2013.

DUGAN, Roger C *et al.* **Electric Power Systems Quality**. 2. ed. [S. l.]: McGraw-Hill Professional, 2002. 528 p.

DUGAN, Roger C. *3-phase Transformer Core Modeling*, 2013a. EPRI

DUGAN, Roger C. *Modeling Multi-Winding Transformers*, 2013b. EPRI

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. *Reference Guide OpenDSS Manual*, 2021. EPRI

EPRI. *OpenDSS Circuit Solution Technique*, s.d. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acesso em dezembro de 2023.

EPRI. *Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV*, 2011, apud PUKHREM, M. Basu; CONLON, M. F. *Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks*, 2018, em *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp 3246-3254, 2018.

HOMER Energy. *How HOMER Calculates the PV Array Power Output*. Disponível em: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.14/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html. Acesso em: 23 dez. 2023, às 17:30.

IEEE. *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, 1995.

INPE. *Sistema de Organização de Dados Ambientais (SONDA)*. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br>. Acessado em julho de 2018.

KAGAN, Nelson *et al.* *Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica*. 1. ed. [S. l.]: Blucher, 2009. 240 p.

KHARRAZI, A.; SREERAM, V.; MISHRA, Y. **Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network - A review**. The Department of Electrical, Electronics and Computer Engineering, Austrália, p. 1-16, 2019.

LUCCHESI, Felipe Cirolini *et al.* **ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA NA REDE ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 17 abr. 2018.

MASTERS, Gilbert M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 2004. São Paulo: Wiley.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. *Applied Statistics and Probability for Engineers*, 6ª ed., Wiley, 2014.

MOURA, Ailson P. *et al.* **IMICV fault analysis method with multiple PV grid-connected inverters for distribution systems**, 2015. Em *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 119-125.

NERIS, Alessandra. **Energia solar gera empregos e acelera retomada da economia**, 2021. Disponível em: < <https://www.aldo.com.br/blog/energia-solar-gera-empregos-e-acelera-retomada-da-economia/> >. Acesso em: 08 de jun. de 2022.

PAULILO, G. **Capítulo III - Desequilíbrios de tensão**. Revista O Setor Elétrico, vol. 86, 2013.

PÉBAY, Philippe. *Numerically Stable, Scalable Formulas for Parallel and Online Computation of Higher-order Multivariate Central Moments with Arbitrary Weights*, 2016.

PUKHREM, M. Basu; CONLON, M. F. *Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks*, 2018, em *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp 3246-3254, 2018.

PÜVI, Verner; LEHTONEN, Matti. **Assessment of Voltage Unbalance Mitigation by Home Battery System in Low Voltage Grid with Single-Phase Solar Power Generation**. School of Electrical Engineering Aalto University, Espoo, p. 1-6, 2018.

REZENDE, P. H. O. and SAMESIMA, M. I. **Efeitos do Desequilíbrio de Tensões e Suprimentos nos Motores de Indução Trifásico**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.seer.uf.br/index.php/horizontecientifico/article/viewFile/4473/11857>

RUIZ-RODRIGUEZ, F.J.; HERNÁNDEZ, J.C.; JURADO, F. **Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems**. Dept. of Electrical Engineering, University of Jaén, Linares, Jaén, Spain, p. 1-9, 2014.

SHIVANANDA, Pukhrem et al. **Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events under Temporal and Spatial characteristic of increased PV integration in low voltage distribution networks**. IEEE, [s. l.], 2018.

SHORT, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*, 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

SILVA Jr, Antonio Cardoso. **Avaliação Probabilística do Impacto de Geração Distribuída Eólica nos Índices de Conformidade de Tensão**, 2014.

SILVA, M.; ELSON N.; GUIA DA SILVA, Maria da; RODRIGUES, B., Anselmo. **Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks**. UFMA, SÃO LUIS, p. 1-9, 2016.

SINGH, A. K.; SINGH, G. K.; MITRA, R. *Some Observations on Definitions of Voltage Unbalance*, 2007. Em *2007 39th North American Power Symposium*, Las Cruces, EUA, 2007, pp. 473-479.

STEVENSON JUNIOR, Willian D.; GRAINGER, John J. *Power System Analysis*. [s.l.]: McGraw-Hill, 1994.